

Umfang der Spannungsumstellungen von Mittelspannungsnetzen als Ergebnis einer Umfrage

Von Werner Waste, Fellbach*)

DK 621.311.13

Grundsätzliches

Die ständige Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie führt die bestehenden Verteilungsnetze oft an die Grenze ihrer Übertragungsfähigkeit. Ein Mittel, dieser Schwierigkeit zu begegnen, ist die Umstellung eines bestehenden Netzes auf eine höhere Betriebsspannung. Dies bedeutet aber die Notwendigkeit, die Isolation der Freileitungen und Geräte zu erhöhen und bei vorhandenen Kabeln eine höhere Beanspruchung der Kabelisolation zuzulassen, wenn man diese Kabel mit der höheren Spannung betreiben will. Die damit zusammenhängenden Fragen werden in den folgenden Aufsätzen näher behandelt.

Nachstehend soll das Ergebnis einer Rundfrage bei den deutschen Energieversorgungs-Unternehmen mitgeteilt werden, die dem Zwecke diene, eine allgemeine Übersicht über Umfang und technische Einzelheiten der Spannungsumstellungen in Deutschland zu gewinnen und zwar:

- 1. über die Freileitungs- und Kabellängen, die Zahl der betroffenen Stationen und Transformatoren von Netzen, in denen Umstellungen bereits durchgeführt wurden, in Durchführung begriffen oder geplant sind,
- 2. über das Maß der Spannungserhöhung, d. h. alte und neue Betriebsspannung,
- 3. über das Alter und die Typen bereits umgestellter Kabel,
- 4. über die Prüfungen, die an Kabeln vor der Umstellung zum Nachweis ihrer Verwendbarkeit bei der höheren Spannung vorgenommen wurden, und schließlich
- 5. über die Erfahrungen mit den auf höhere Spannung umgestellten Kabelanlagen.

Diese Rundfrage hat ein starkes Interesse gefunden, und obwohl einige Angaben fehlen, darf das Ergebnis als repräsentativ für deutsche Verhältnisse angesehen werden.

*) Dipl.-Ing. W. Waste ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen e. V., Nellingen über Eßlingen am Neckar.

Zeitpunkt der Umstellung

Zwar reichen in Deutschland die ersten Umstellungen bis in die Mitte der dreißiger Jahre zurück; in größerem Umfang wurden die Umstellungen jedoch erst in den letzten zehn Jahren durchgeführt, und noch mehr Umstellungen als bisher durchgeführt wurden, sind erst geplant, Die Planungen reichen bis etwa zum Jahre 1980.

Übersicht über den Umfang der durchgeführten und beabsichtigten Umstellungen

Da die Netze ständig wachsen, werden von dem Zeitpunkt an, von dem ab eine Spannungsumstellung beschlos-

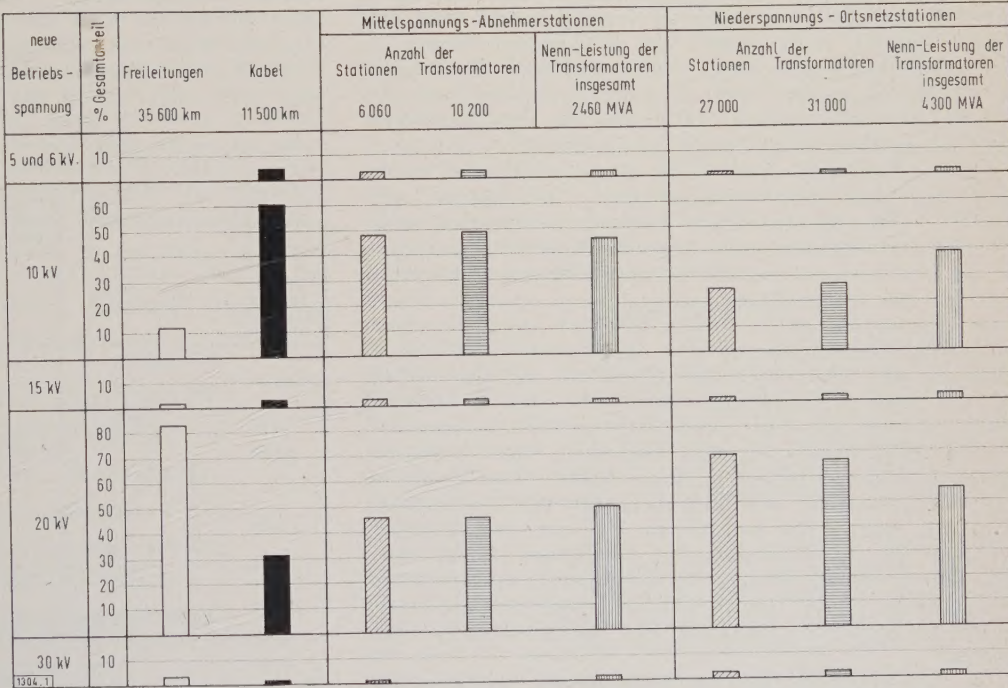


Bild 1. Übersicht über den Gesamtumfang der Spannungsumstellungen in Deutschland mit Angabe der hiervon betroffenen Freileitungs- und Kabellängen sowie der Anzahl der Stationen und Transformatoren.

sen wird, natürlich alle Netzerweiterungen unter diesem Gesichtspunkt betrachtet, und es werden vorausschauende Maßnahmen ergriffen, um die Umstellung später so einfach wie möglich zu gestalten. Zu diesen Maßnahmen gehören die Verwendung höherer Isolation der Freileitungen, die Verlegung von Kabeln mit einer Nennspannung gleich der künftigen Betriebsspannung bei Neubaustrecken sowie die Neubeschaffung von Transformatoren mit auf höhere Spannung umschaltbaren Wicklungen.

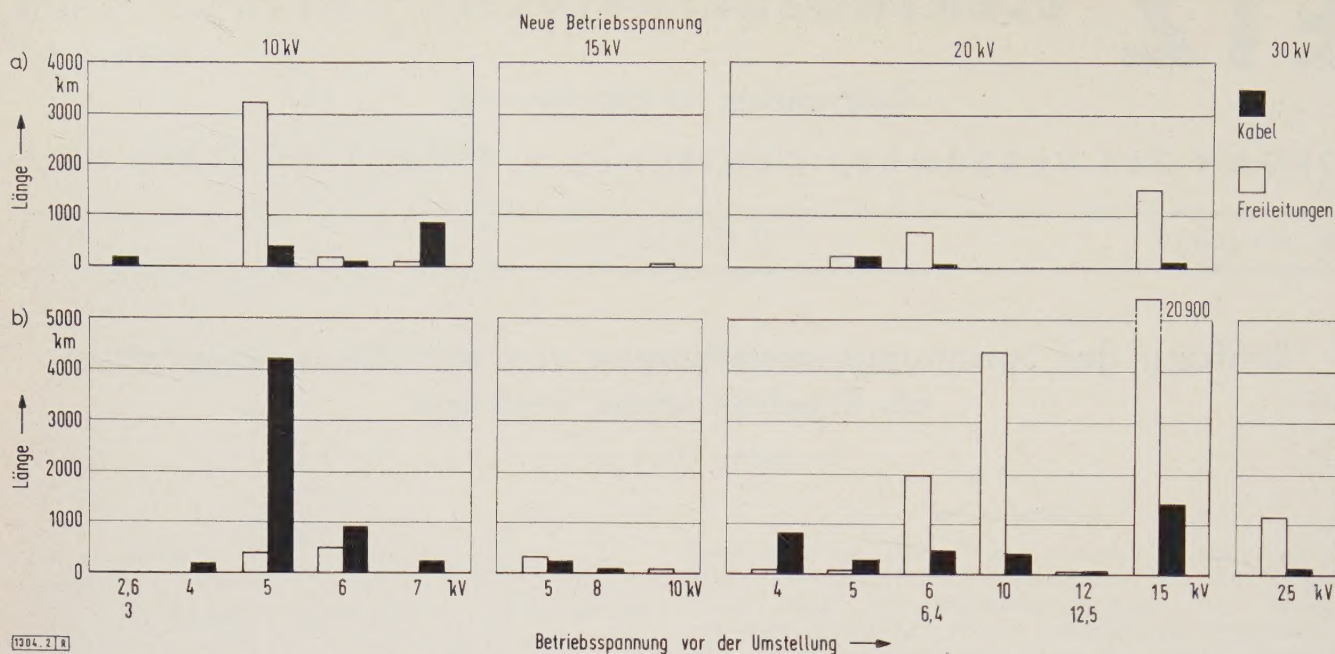


Bild 2. Aufteilung der von den Umstellungen betroffenen Freileitungs- und Kabellängen auf alte und neue Betriebsspannungen.
a) Umstellungen bis zum Jahre 1959, b) Umstellungen bis zum Jahre 1960 und später.

Aus diesem Grunde sind die im folgenden angegebenen Leitungslängen nicht sämtlich mit neuen Isolatoren zu versehen oder alle Kabellängen mit höherer Spannung zu betreiben, ebenso wenig sind die Transformatoren neu zu wickeln, weil sie entweder bereits umschaltbare Wicklungen und die Isolation der neuen Betriebsspannung haben oder als Einspeisetransformatoren in den Fällen, in denen ein untergeordnetes Mittelspannungsnetz auf das Spannungsniveau des übergeordneten Netzes gebracht wird, einfach wegfallen. Auch werden sich in manchen Netzen bis zur später durchzuführenden Umstellung noch Änderungen in den Leitungslängen sowie in der Zahl der Stationen und Transformatoren ergeben. Unter diesen Gesichtspunkten sind die nachfolgenden Zahlen zu betrachten.

Einen Gesamtüberblick über den Umfang der durchgeführten und noch beabsichtigten Umstellungen gibt Bild 1. Die Umstellungen umfassen insgesamt etwa 36 000 km Freileitungen und 11 500 km Kabel. Diese Längen teilen sich prozentual so auf die neuen Betriebsspannungen auf, wie dies in den Blöcken dargestellt ist. Im wesentlichen wird auf 10 oder 20 kV erhöht. Von den insgesamt umzustellenden Freileitungen werden nur etwa 10 % auf 10 kV, dagegen etwa 80 % auf 20 kV umgestellt, bei den Kabeln ist die Tendenz umgekehrt; etwa 60 % aller betroffenen Kabel werden auf 10 kV, etwa 30 % auf 20 kV umgestellt.

Die Umstellungen betreffen insgesamt 6060 Mittelspannungs-Abnehmerstationen, in denen 10 200 Transformatoren mit Nennleistungen von insgesamt 2460 MVA vorhanden sind. Die Anzahl der betroffenen Stationen und Transformatoren teilt sich ziemlich genau hälftig auf 10 und 20 kV auf. Ferner werden etwa 27 000 Niederspannungs-Ortsnetzstationen mit 31 000 Transformatoren, deren gesamte Nennleistungen 4300 MVA betragen, von den Umstellungen betroffen.

In den folgenden Bildern ist dargestellt, wie groß der Anteil der bis 1959 bereits beendeten Umstellungen im Vergleich zu den noch in Umstellung befindlichen oder erst geplanten ist und von welchen Betriebsspannungen her diese durchgeführt werden oder sind. Die Erhöhungen auf 10 kV finden, wie aus Bild 2 ersichtlich ist, im wesentlichen von 5 kV aus statt; während aber bis 1959 bereits rd. 3000 km Freileitungen umgestellt wurden und nur noch etwa 500 km umzustellen sind, sind bisher erst rd. 500 km Kabel umgestellt, und mehr als 4000 km wären noch umzustellen. Auch von 6 auf 10 kV sind noch einige Spannungserhöhungen zu erwarten, während die Mehrzahl der früheren 7-kV-Kabel bereits auf 10 kV umgestellt wurde.

Erhöhungen der Betriebsspannung auf 20 kV sind bis 1959 nur in verhältnismäßig geringem Ausmaß und im wesentlichen nur an Freileitungen durchgeführt worden. Hier sind jedoch noch erhebliche Umstellungen zu erwarten, und zwar ebenfalls an Freileitungen, da im Gegensatz zur Spannung 10 kV — in allen deutschen Netzen zusammen betragen die Kabel für diese Spannung etwa 46 % der gesamten Stromkreislänge — der Anteil der Kabel in den 20-kV-Netzen mit 6 % nur sehr gering ist. Der Hauptteil entstand durch Umstellungen aus früheren 15-kV-Netzen (etwa 21 000 km Freileitungen und 1400 km Kabel). Daneben wird aber auch von 10 und 6 kV (bzw. 6,4 kV), ja sogar

Tafel 1. Anzahl der Transformatoren und deren gesamte Nennleistung, die durch die Spannungsumstellungen betroffen sind.

Kenngrößen der Umstellung		Transformatoren in Mittelspannungs-Abnehmerstationen		Transformatoren in Niederspannungsstationen	
neue Betriebs-spannung	Termin der Umstellung	Anzahl	Nenn-leistung insgesamt MVA	Anzahl	Nenn-leistung insgesamt MVA
5 und 6 kV	bis 1959	115	25	167	35
	bis 1960 u. später	126	27	179	22
10 kV	bis 1959	704	184	1 577	264
	bis 1960 u. später	4 346	953	6 789	1 424
15 kV	bis 1959	5	4	44	7
	bis 1960 u. später	222	36	576	86
20 kV	bis 1959	466	77	2 024	272
	bis 1960 u. später	4 224	1 132	18 764	2 131

von 5 und 4 kV auf 20 kV umgestellt, wobei man allerdings nicht mehr von einer Umstellung sprechen kann, wenn die ursprüngliche Spannung 6 kV oder weniger betrug, da es sich hierbei um vollständig neu zu erstellende Netze handeln dürfte. Umstellungen auf 15 kV sind, da diese Spannung in Deutschland verschwinden wird, minimal und dürften auch nur vorübergehende Bedeutung haben. Schließlich sollen noch 1150 km Freileitungen und 150 km 25-kV-Kabel auf 30 kV umgestellt werden.

Die Zahl der Niederspannungs-Ortsnetzstationen, die auf eine höhere Spannung umgestellt werden, zeigt Bild 3. Natürlich spiegeln sich hier die Leitungslängen wider, wobei allerdings in Kabelnetzen wegen der mehrfach größeren

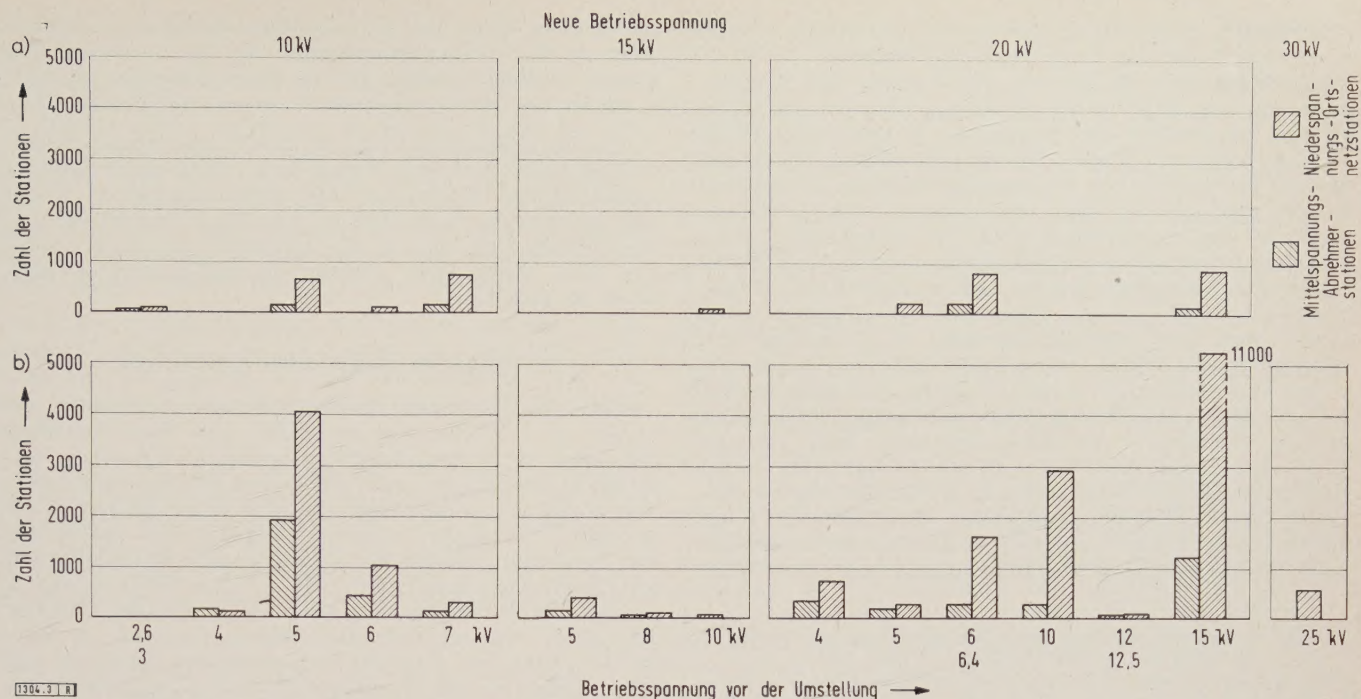


Bild 3. Zahlenmäßige Aufteilung der von den Umstellungen betroffenen Mittelspannungs-Abnehmerstationen und Niederspannungs-Ortsnetzstationen auf alte und neue Betriebsspannungen.

Stationsdichte, auf die Leitungslänge bezogen, wesentlich mehr Stationen von der Umstellung betroffen werden als in Freileitungsnetzen. Dieses Bild enthält auch die an den Umstellungen beteiligten Mittelspannungs-Abnehmerstationen, deren Anzahl besonders groß für den Übergang von 5 auf 10 kV (rd. 2000) sowie von 15 auf 20 kV ist.

Tafel 1 enthält die Anzahl der in diesen Stationen umgestellten bzw. umzustellenden Transformatoren und deren Nennleistungen. Die meisten Transformatorumstellungen finden in den auf 20 kV zu erhöhenden Ortsnetzstationen statt, von denen 18 764 Transformatoren betroffen werden, während erst rd. 2000 bereits umgestellt sind. Gegenüber den rd. 6800 auf 10 kV umzustellenden Transformatoren mit einer gesamten Nennleistung von rd. 1400 MVA sind die Leistungen der auf 20 kV umzustellenden Transformatoren allerdings klein, denn in der fast dreifachen Zahl von Transformatoren ist der 1,5-fache Betrag der

Nennleistungen vereinigt. Dies dürfte damit zusammenhängen, daß es sich bei 20 kV überwiegend um ländliche Verteilungsnetze handelt, bei 10 kV dagegen vorwiegend um Stadtnetze mit größeren Abnahmen.

Über das Alter und die Typen bereits umgestellter Kabel liegen Angaben aus etwa 30 Netzen vor. In Bild 4 gilt jeder Block für ein Netz. Die Herstellungsjahre bei den 3-, 5- und 6-kV-Kabeln umfassen teilweise die ersten beiden Jahrzehnte dieses Jahrhunderts, zum Teil stammen sie aber auch aus der Zeit nach dem zweiten Weltkrieg. In manchen Netzen sind sehr alte und sehr neue Kabel gleichzeitig vorhanden. Die 15-kV-Kabel sind im allgemeinen nicht so alt. Es handelt sich bei den Kabeln mit Nennspannungen von 3, 5 und 6 kV im allgemeinen um Gürtelkabel in Form stahlbandbewehrter Papierbleikabel, bei den 15-kV-Kabeln auch um Dreimantelkabel, bei den 25-kV-Kabeln nur um Dreimantel- und Höchststädter-Kabel.

Prüfung der Kabel

Einer Prüfung wurden die auf höhere Spannung umgestellten Kabel in denjenigen Netzen unterworfen, deren Blöcke in Bild 4 waagrecht schraffiert sind, das ist also die Mehrzahl der Kabel. Über die Prüfung bestehender Kabelanlagen sind in VDE 0255/2. 51, § 11, Bestimmungen enthalten. Danach können solche Prüfungen entweder mit Wechselspannung oder mit Gleichspannung vorgenommen werden.

In Tafel 2 sind die von den einzelnen Unternehmen angewendeten Prüfspannungen und deren Dauer angegeben. Im allgemeinen wird mit Gleichspannung geprüft, weil diese Prüfung einfacher durchzuführen ist. Bei 3-kV-Kabeln, die mit 6 kV betrieben werden, betrug die Prüf-Gleichspannung zwischen 16 und 30 kV und die Prüfdauer von 10 bis 60 min. Ein Kraftwerk, bei dem ein 3-kV-Kabelnetz auf 6 kV umgestellt werden sollte, führte tan δ -Messungen durch. Eine derartige Untersuchung eines Kabelstückes, dessen Isolierwanddicke etwa einem 5-kV-Kabel entsprach, ergab bei 7 kV einen leichten Ionisationsknick. Das Kabelnetz wurde von 1953 ab mit 6 kV betrieben. Anfangs ergaben sich zwar einige Fehler, danach sind aber bis heute keine weiteren Mängel aufgetreten.

Die 5-kV-Kabel, die in 10-kV-Netzen verwendet wurden, wurden mit Gleichspannung von 18,5 kV während 60 min bzw. mit 25 kV während 3 min geprüft. Ein Unternehmen prüfte mit Gleichspannung von 34,5 kV während 60 min. Ein

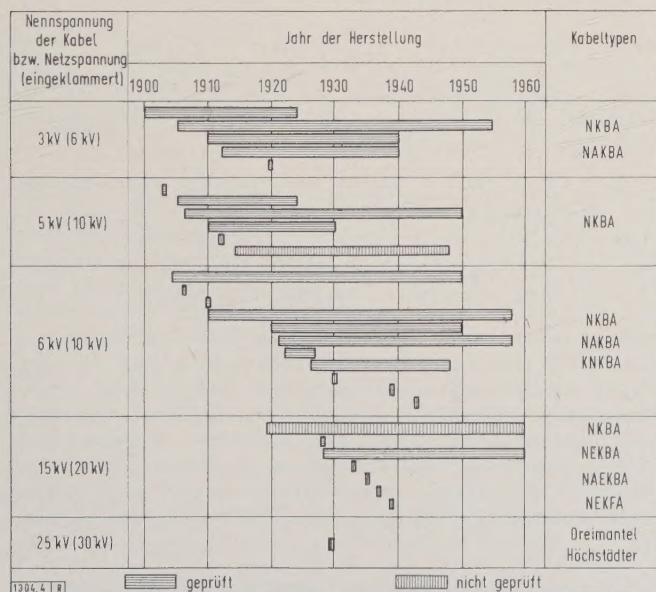


Bild 4. Herstellungsjahr und Typen der Kabel, die mit höherer Spannung als Nennspannung betrieben werden.

(Waagrecht schraffierte Blöcke: Kabel, die vor der Umstellung der Netzspannung geprüft wurden; senkrecht schraffierte Blöcke: Kabel, die nicht geprüft wurden.)

ausgebautes, einige Meter langes 5-kV-Kabelstück bestand eine über mehr als 5 min dauernde Prüfung mit 35 kV Wechselspannung. Ein anderes Werk prüfte mit Wechselspannung von 14 kV während 30 min, nachdem an Probestücken im Prüffeld der Knickpunkt in der ansteigenden $\tan \delta$ -Kurve bei 26 kV Dauerprüfspannung festgestellt wurde. Bei Adern, die mit harzölgetränktem Leinenband isoliert sind, und bei alten Jute-Zwickeln wird hier besonders bei den Leiterquerschnitten bis 35 mm² mit Kurzschlüssen gerechnet. Diese Kabelstrecken werden jedoch erneuert. Die Kabelfehler häuften sich im Herbst und Winter, wenn der Boden starken Temperaturschwankungen unterworfen war. Zwei Elektrizitätswerke, die 5-kV-Kabel auf 10 kV umgestellt hatten, haben keine Prüfungen angegeben.

Bei 6-kV-Kabeln, die in 10-kV-Netzen verwendet werden sollten, sind nur Gleichspannungsprüfungen durchgeführt worden, und zwar — abgesehen von einem Fall — bei rd. 35 kV und Zeiten von 10 bis 60 min je Ader. Ein Unternehmen prüfte mit 24 kV während 20 min, und zwei Werke haben keine Prüfung durchgeführt. Ein weiteres Werk führte vor der Umstellung einen mehrjährigen Probetrieb einer Strecke mit einer Wechselspannung von 11 kV durch,

Tafel 2. Prüfspannungen und -dauer bei Kabeln, die mit höherer Spannung als die Nennspannung betrieben werden.

Nennspannung der Kabel	3 kV		5 kV		6 kV		15 kV	
Netzspannung	6 kV		10 kV		10 kV		20 kV	
	kV	min	kV	min	kV	min	kV	min
Prüf-Gleichspannung und Dauer der Prüfung je Ader	16	10	18,5	60	24	20	90	30
	18(15)	20	25	3	34	60	75	20
	20,7	60	34,5	60	34,5	20	—	—
	30	30	—	—	34,6	15	—	—
	—	—	—	—	35	10	—	—
	—	—	—	—	35	15	—	—
Prüf-Wechselspannung und Dauer der Prüfung	tan δ -Messung		14	30	Probetrieb mit 11 kV mehrere Jahre		—	—

wobei auch Dauererdschlüsse auftraten. Bei 15-kV-Kabeln, die in 20-kV-Netzen verwendet werden sollten, haben nur zwei von sieben Werken Gleichspannungsprüfungen durchgeführt.

Sternpunktterdung der umgestellten Netze

Bis auf drei Ausnahmen ist in allen 6-, 10-, 20- und 30-kV-Netzen, in denen Kabel mit höherer Spannung betrieben werden, als der Nennspannung der Kabel entspricht, der Netzsternpunkt entweder isoliert oder über Erdschlußspulen geerdet. Ein 20-kV-Netz ist starr geerdet. In einem 5-kV-Netz, das mit isoliertem Sternpunkt betrieben wurde, hat man bei der Umstellung auf 10 kV den Sternpunkt über eine 8- Ω -Reaktanz geerdet, um einerseits die Spannungsbeanspruchung bei Erdschluß zu verringern und andererseits kranke Anlagenteile durch den Netzschutz sofort wegschalten zu lassen, so daß die umständliche Fehlersuche entfällt. Ein weiteres Netz ist über Reaktanzen von 3 Ω geerdet. Auf die angewendeten Prüfspannungen hat die Sternpunktterdung aber offenbar keinen Einfluß.

Erneuerung der Endverschlüsse

In fünf von 3 kV auf 6 kV umgestellten Kabelnetzen wurden nur in einem Netz die Wickelendverschlüsse erneuert. In den vierzehn von 5 kV und 6 kV auf 10 kV ganz oder bisher nur teilweise umgestellten Netzen wurden in zehn Netzen die Endverschlüsse grundsätzlich nicht erneuert,

in zwei Netzen nur die Klein-Endverschlüsse und gekitteten Freiluft-Mastendverschlüsse und in zwei weiteren Netzen wurden grundsätzlich die Endverschlüsse erneuert, in einem von diesen auch die Verbindungsmuffen.

Bei den sieben von 15 kV auf 20 kV umgestellten Kabelanlagen bestand bei drei Netzen keine Notwendigkeit einer grundsätzlichen Erneuerung der Endverschlüsse, in einem Netz wurden die Endverschlüsse teilweise erneuert und bei zwei Netzen hält man es für notwendig. In einem weiteren Netz waren von Anfang an Endverschlüsse nach Reihe 20 eingebaut.

Störungen in umgestellten Kabelnetzen

Was die Störungen der umgestellten Kabelnetze anbetrifft, so wird über fast die Hälfte aller Netze berichtet, daß keine durch die Umstellung bedingten Störungen aufgetreten sind. In den anderen Netzen gab es jedoch Störungen sowohl in den Muffen als auch in den Endverschlüssen und — allerdings seltener — sogar in den Kabeln, die aber meist dort entstanden, wo mechanische Beschädigungen der Kabel vorgelegen haben, z. B. an alten Druckstellen. In einigen Netzen wurde aber durch die Prüfungen offenbar der größte Teil der schwachen Stellen ermittelt. So wurden in einem von 3 auf 6 kV umgestellten Kabelnetz von 24 km Länge bei den Prüfungen 33 Fehler festgestellt, davon lagen 18 im Kabel selbst, und zwar waren 9 Fehler durch Pickelhieße, 4 Fehler durch Druckstellen, 2 Fehler durch Kriegseinflüsse und 3 Fehler mit unbekannten Ursachen entstanden. Ferner wurden 9 Fehler in Endverschlüssen (vorwiegend in Wickelendverschlüssen), 5 Fehler in Muffen und 1 Montagefehler ermittelt. Infolge der Ausmerzung der Schwachstellen traten in diesem Netz nach etwa einjährigem Betrieb mit 6 kV nur noch zwei Fehler auf, deren Ursachen vermutlich Korrosion im Bleimantel waren.

In einem anderen von 6 auf 10 kV umgestellten Netz wurden rd. 60 % der Endverschlüsse erneuert, worauf im Betrieb keine wesentlichen Störungen mehr auftraten. In einem weiteren Netz schließlich, das für eine Umstellung von 5 auf 10 kV vorgesehen ist, wurden bei der Prüfung eines Teilnetzes mit 35-kV-Gleichspannung während 60 min je Ader 12 Muffenfehler, 7 Endverschlußfehler und 2 Kabelfehler aufgedeckt.

Umstellungen in anderen europäischen Ländern

Natürlich sind auch in anderen Ländern Spannungsumstellungen durchgeführt worden oder im Gange. In Bild 5 sind die aus europäischen Ländern bekannt gewordenen Umstellungen einschließlich der in Deutschland durchgeführten oder vorgesehenen angegeben.

In Frankreich finden umfangreiche Umstellungen von 15 auf 20 kV statt, deren Netzlängen aber nicht bekannt sind. In der Schweiz sind Umstellungen von 3,2 kV auf 6,4 kV, von 6 bzw. 6,4 kV auf 11 kV, von 8 bzw. 9 kV auf 16 kV und von 8,5 kV auf 17 kV durchgeführt worden oder werden erwogen. In diesen Netzen ist die Nennspannung der meisten umzustellenden Kabel bereits wenig verschieden von der neuen Netzspannung, auf die umgestellt werden soll, so daß dann nur wenige Kabel umzustellen oder zu ersetzen sind. Bei einem dieser Unternehmen sind aber 3-kV-Kabel seit mehr als 30 Jahren mit 6,4 kV ohne wesentliche Störungen in Betrieb. Bei einer geplanten Umstellung eines 200 km langen 6-kV-Kabelnetzes hofft man, diese Kabel mit 11 kV betreiben zu können.

Bei einer durchgeführten Spannungserhöhung älterer 10-kV-Kabel in 8-kV-Netzen auf 16 kV wurden die Endverschlüsse und Muffen grundsätzlich erneuert. Obwohl sich dadurch gute Betriebsergebnisse zeigten, haben sich in den letzten Jahren wiederholt Kurzschlüsse eingestellt, die in

der Regel unmittelbar unterhalb des Endverschlusses aufgetreten sind und auf ein Austrocknen der Kabel an diesen Stellen zurückgeführt werden. Aus diesem Grunde werden die Endverschlüsse jetzt mit Expansionsgefäßen ausgerüstet, und darüber hinaus werden in den Stationen nicht nur die Endverschlüsse, sondern auch das jeweils davorliegende Kabelstück von etwa 15 m Länge ersetzt. Die 8-kV-Stichkabel zu besonders wichtigen Abnehmern wurden stets gegen neue 16-kV-Kabel ausgetauscht. Die 12-kV-Kabel in mit 9 kV betriebenen Netzen werden nach Erneuerung der Endverschlüsse und Muffen mit 16 kV betrieben.

Bei der Umstellung eines Netzes von 8,5 auf 17 kV brauchten lediglich einige 15-kV-Kabel auf 17 kV umgestellt zu werden. Bei den zum Teil für 15 kV und zum Teil für 10 kV isolierten Stationen wurden lediglich die letzteren neu ausgerüstet.

In Norditalien werden die Mittelspannungsnetze mit einer Gesamtlänge von etwa 24 000 km und mit Betriebsspannungen zwischen 4 und 12 kV einheitlich auf 15 kV umgestellt. Die Umstellungen betreffen im wesentlichen Freileitungen; Kabelnetze sind nur in den größeren Städten vorhanden. Sofern die Nennspannungen der umzu-

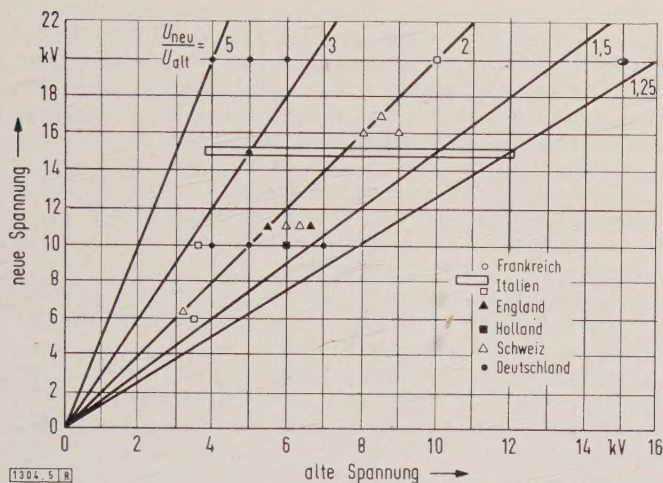


Bild 5. Alte und neue Betriebsspannungen bei Spannungsumstellungen in einigen europäischen Ländern.

stellenden Kabel nicht sehr von der neuen Spannung 15 kV abweichen, wird durch Versuche die Verwendbarkeit der vorhandenen Kabel festgestellt. Kabel mit gegenüber 15 kV sehr niedriger Nennspannung werden grundsätzlich erneuert. Andere Netze in Italien werden von 3,6 kV auf 6 bzw. 10 kV und von 10 auf 20 kV umgestellt.

In Holland sind Spannungsumstellungen nur in geringem Maße in kleineren Stadtnetzen durchgeführt worden oder werden erwogen. Es handelt sich hier um die Erhöhung von 6 auf 10 kV, wobei bisher die vorhandenen Kabel bei der höheren Spannung weiter benutzt werden.

In England wurden in den letzten fünf Jahren Spannungserhöhungen von 5,5 bzw. 6,6 kV auf 11 kV durchgeführt. Ältere Kabel, bei denen die Dicke der Isolation gleich oder größer war, als die gegenwärtigen Vorschriften für 11-kV-Kabel festlegen, wurden für die Umstellung als geeignet angesehen, sofern auch die Kabelbewehrungen zufriedenstellend schienen. Die Kabel wurden vorher mit einer so hohen Gleichspannung geprüft, wie sie die englischen Vorschriften für neue 11-kV-Kabel festlegen.

Erfahrungsgemäß steigt die Störungshäufigkeit im ersten Jahr nach der Umstellung an, fällt aber danach schnell ab, und innerhalb von zwei bis drei Jahren ist sie nicht mehr größer als bei Kabeln, deren Nennspannungen der Netzspannung entsprechen: Kabel mit Querschnitten unter

64,5 mm² werden für die Umstellung auf höhere Spannung als ungeeignet angesehen, da sie unzuverlässig sind.

Die finnische Hauptstadt Helsinki führt eine Umstellung ihres 5-kV-Kabelnetzes auf 10 kV durch [3]. Bis 1959 wurden 109 km umgestellt, 45 % davon waren 6-kV-Kabel, zum Teil weit über 30 Jahre alt, die übrigen waren 10-kV-Kabel. Die 6-kV-Kabel wurden mit 21 kV Gleichspannung 40 min je Ader geprüft. Nach der Umstellung von Netzteilen mit 109 km Kabellänge auf 10 kV sind in den Jahren 1956 bis 1959 insgesamt acht Kabelfehler aufgetreten, davon drei in 6-kV-Kabeln, vier in 10-kV-Kabeln und einer in einem alten ölprägnierten 5-kV-Kabel. Außer diesen Schäden sind nach der Umstellung keine Durchschläge in 6-kV-Kabeln eingetreten. Ein wesentlicher Unterschied im Betriebsverhalten zwischen den 6-kV- und den 10-kV-Kabeln konnte nicht festgestellt werden, auch nicht zwischen Kabeln verschiedenen Alters.

Da Bild 5 auch die deutschen Umstellungen enthält, zeigt es den Bereich der Spannungen, innerhalb dessen Umstellungen vorgenommen werden. Das Verhältnis von neuer Betriebsspannung nach der Umstellung zu alter Betriebsspannung vor der Umstellung liegt zwischen 1,25 und 5, wobei man bei dem hohen Spannungsverhältnis wohl aber kaum noch von einer Umstellung vorhandener Anlagen auf eine höhere Spannung sprechen kann, sondern vielmehr von einem Ersatz eines bestehenden Netzes durch ein neues sprechen muß, sofern nicht Kabel, Freileitungen und Stationen mit Rücksicht auf eine geplante Umstellung bereits vorher mit höherer Isolation ausgelegt wurden.

Zusammenfassend läßt sich somit sagen, daß in fast allen europäischen Ländern Umstellungen bestehender Netze auf eine höhere Betriebsspannung in weitem Ausmaße durchgeführt wurden und auch für die Zukunft geplant sind. Die Betriebserfahrungen mit auf eine höhere Betriebsspannung umgestellten Kabelstrecken können als gut bezeichnet werden, sofern man sich durch eine vorherige Prüfung von der Betriebstüchtigkeit der Kabel für die höhere Spannung überzeugt und gegebenenfalls Endverschlüsse und Muffen erneuert hat. Damit kann die Spannungsumstellung als eine geeignete Maßnahme angesehen werden, die Übertragungsfähigkeit bestehender Netze zu erhöhen.

Allen Energieversorgungs-Unternehmen, die durch ihre Auskünfte diese Zusammenstellung ermöglicht haben, sei an dieser Stelle besonders gedankt.

Zusammenfassung

Die Umstellung bestehender Mittelspannungsnetze auf eine höhere Betriebsspannung ist eine weitverbreitete Maßnahme, die Übertragungsfähigkeit der Netze zu erhöhen. In Deutschland werden hiervon insgesamt etwa 36 000 km Freileitungen und 11 500 km Kabel betroffen, wovon erst der geringere Teil bereits durchgeführt ist. Im wesentlichen werden die Netze auf 10 und 20 kV umgestellt. Durch geeignete Prüfungen können erfahrungsgemäß in Kabelanlagen die Schwachstellen aufgefunden und ausgemerzt werden, so daß vorhandene Kabel selbst bei einem Übergang auf doppelt so hohe Betriebsspannung mit guten Betriebserfahrungen weiter verwendet werden konnten. Endverschlüsse und Muffen erfordern jedoch besondere Beachtung und gegebenenfalls eine Erneuerung. Auch in anderen europäischen Ländern werden Spannungserhöhungen mit gutem Erfolg durchgeführt.

Schrifttum

- [1] Schilling, E.: Untersuchungen über die Eignung von verlegten 8- und 10-kV-Kabeln für höhere Betriebsspannungen. Bull. Schweiz. elektrotechn. Ver. Bd. 45 (1954) S. 169-173.
- [2] Weidler, G.: Umstellung von Freileitungsnetzen von 15 auf 20 kV. Elektr. Wirtsch. Bd. 53 (1954) S. 772-778.
- [3] Larsson, L.: Erhöhung der Mittelspannung des städtischen Elektrizitätswerkes Helsinki von 5 auf 10 kV. Kraft och Ljus 1960, H. 12, S. 259-264.
- [4] Westbrook, W. L.: Overhead raised from 4,16 to 19,8 kV. Electrical World Bd. 154 (1960) H. 12, S. 98-99.

Spannungsumstellung von Kabelnetzen

Von Ulrich Müller-Guntrum, Hamburg*)

DK 621.311.13 : 621.315.2

Gründe für die Umstellung

Bei der Spannungsumstellung handelt es sich nicht um eine Rationalisierungsaufgabe etwa der Art, daß die Verteilung einer gegenwärtigen Leistung billiger oder einfacher ausgeführt werden könnte, sondern um eine Maßnahme zur Produktionssteigerung, also darum, mit geringstem Investitionsaufwand eine wesentlich größere Energiemenge als zur Zeit verteilen zu können. Maßgebend für die Erwägung einer Spannungsumstellung sind daher der zu erwartende Lastanstieg und für welche Transportleistung das umgestellte Netz ausgelegt werden soll.

Eine Spannungsumstellung kann dabei technische Gründe haben, z. B. den, daß die benötigte Leistung mit der vorhandenen Spannung nicht transportiert werden kann. Mindestens gleichzeitig aber werden es wirtschaftliche Gründe sein, die zur Spannungsumstellung ganzer Netze oder Netzteile führen, um nämlich die spezifischen Kosten der an sich sehr teuren Stromverteilung mit wachsender Transportleistung zu senken. Eine Spannungsumstellung ist also stets eine technisch-wirtschaftliche Aufgabe.

Voraussetzungen

Umstellungskosten

Wer eine Spannungsumstellung beabsichtigt, wird zunächst feststellen müssen, welche Kosten durch die Umstellung der vorhandenen Betriebsmittel entstehen. Wenn die Reihenspannung der vorhandenen Abspannwerke der neuen Nennspannung entspricht, z. B. Reihe 10 bei Umstellung auf 10 kV, entstehen in der Hauptsache Kosten für das Umwickeln oder Neubeschaffen der Umspanner. Das Umwickeln der Umspanner, die aus dem übergeordneten Netz einspeisen, kostet rd. 25 bis 35 % des Neuwertes. Es ist also im allgemeinen lohnend, insbesondere bei neueren Umspannern. Wo ein Umwickeln nicht mehr lohnend ist oder die vorhandenen Umspanner anderweitig verwendet oder verkauft werden können, sind neue Umspanner zu beschaffen. Außer den Kosten für die Umspanner entstehen noch solche für die Spannungswandler, da diese durch neue zu ersetzen sind.

Auch bei Netzstationen ist sehr sorgfältig zu prüfen, ob das Umwickeln oder die Neubeschaffung der Umspanner günstiger ist. Das Umwickeln kleiner Umspanner mit einer Nennleistung etwa gleich oder kleiner als 160 kVA ist im allgemeinen nicht lohnend, und man wird dafür neue größere und verlustarme beschaffen. Die Kosten für das Umwickeln von Netzstations-Umspannern (> 160 kVA) betragen rd. 8 bis 10 DM/kVA. Hinzu kommen die Kosten für den Ausbau, Hin- und Rücktransport und Wiedereinbau sowie gegebenenfalls noch für den zwischenzeitlichen Ersatztransformator. Neu zu beschaffende Umspanner wird man umschaltbar bestellen, also für 5 kV/10 kV, 6 kV/10 kV oder 15 kV/20 kV auf der Oberspannungsseite.

Erfahrungsgemäß wird bei einer Umstellung auf eine höhere Spannung zugleich eine schon lange fällige Modernisierung der alten Anlagenteile durchgeführt. Die dadurch entstehenden Kosten sollte man aber nicht zu Lasten der Umstellung buchen, auch wenn sie aus diesem Anlaß von dem Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen (EVU) aufzubringen sind.

Schwieriger sind die Kosten zu übersehen, die durch die Umstellung der Hochspannungs-Sonderabnehmer entstehen. Die Rechtslage erlaubt zweifellos, die Verträge, die im allgemeinen auf fünf Jahre abgeschlossen sind, zu kündigen, da die Spannungsumstellung durch den technischen Fortschritt bedingt und für die Zukunft wirtschaftlich erforderlich ist. Sie wird daher als Kündigungsgrund im Sinne der Verträge

anerkannt. Es gibt aber auch noch andere und vielleicht als konzilianter empfundene Arten, sich mit den Abnehmern derart zu verständigen, daß dem umstellenden EVU für die Anlagen der Sonderabnehmer möglichst geringe Umstellungskosten erwachsen. Bei einem EVU hat man z. B. eine Strompreissenkung von dem Einverständnis des Abnehmers mit der Umstellung und der Übernahme der damit verbundenen Kosten abhängig gemacht, in anderen Fällen von der Erhöhung der beanspruchten Leistung. Im nicht umgestellten Netz müßte der Abnehmer einen Baukostenzuschuß für die Neulegung von Hochspannungskabeln leisten, der im Umstellungsfalle entfällt. Auch die oft fällige Erneuerung alter Anlagen kann gleichzeitig zur Umstellung auf die neue Nennspannung benutzt werden. Das EVU kann unter Umständen durch die kostenlose Bereitstellung eines Leihumspanners während der Umwicklungszeit dem Sonderabnehmer zu Hilfe kommen oder Darlehen oder schließlich auch Baukostenzuschüsse gewähren. Die Spannungsumstellung gibt oft Anlaß, die Zahl der Umspanner durch Einsatz weniger und größerer zu verringern.

Die Bereitschaft der Abnehmer zu diesen Maßnahmen ist zumindest in der jetzigen Konjunkturzeit nach den Erfahrungen der HEW sehr groß, wenn man ihnen nur genügend Zeit für ihre Dispositionen läßt. Die beabsichtigte Spannungsumstellung sollte man etwa zwei Jahre vorher anmelden und den angemeldeten Termin um nicht mehr als ein halbes Jahr unter- oder überschreiten.

Zu erwähnen ist noch, daß mancher Vertrag mit Hochspannungs-Sonderabnehmern überhaupt gelöst werden kann, da die mitunter wirklich entnommenen kleinen Leistungen aus den inzwischen leistungsfähiger gewordenen Niederspannungsnetzen abgegeben werden können. So werden z. B. bei den HEW alle Hochspannungs-Sonderabnehmer bis 60 kW auf Niederspannung umgestellt.

Sofern die Sonderabnehmer Hochspannungsmotoren betreiben, wird in der Regel für jeden Motor ein Zwischenumspanner erforderlich, der je nach den Platzverhältnissen in der Nähe der Schaltanlage oder bei dem Motor aufgestellt wird. Das Umwickeln der Hochspannungsmotoren auf 10 kV ist aus technischen und betrieblichen Gründen fast nie möglich.

Bei hochspannungsseitigen Verrechnungs-Meßeinrichtungen gehen die Kosten der Umstellung wohl stets zu Lasten des EVU. Die Verrechnungszählung findet in vielen Fällen aus Kostengründen auf der Unterspannungsseite der Umspanner statt, bei den HEW z. B. bis zu Umspannerleistungen von 1×500 kVA, so daß hierfür keine Umstellungskosten anfallen.

Tafel 1. Dicke der Isolierhüllen für Gürtelkabel seit 1904.

Geltungsdauer der Vorschriften	Nennquerschnitt mm ²	Nennwert der Wanddicke der Isolierung bei Kabeln für					
		5 kV		6 kV		10 kV	
		Leiter gegen Leiter	Leiter gegen Bleimantel	Leiter gegen Leiter	Leiter gegen Bleimantel	Leiter gegen Leiter	Leiter gegen Bleimantel
1904 bis 1922	—	nach Ermessen des Herstellers					
1922 bis 1927	10 bis 16	4,2	4,2	4,6	4,6	7,0	7,0
	25	4,2	4,2	4,6	4,6	6,5	6,5
	35 bis 95	3,8	3,8	4,2	4,2	6,0	6,0
1928 bis 1934	120 bis 300	3,6	3,6	4,0	4,0	5,5	5,5
	10 bis 300	—	—	4,0	4,0	5,5	5,5
ab 1934	10 bis 300	—	—	5,2	3,1	6,4	3,7

*) Dipl.-Ing. U. Müller-Guntrum ist Prokurist der Hamburgische Electricitäts-Werke (HEW) in Hamburg.

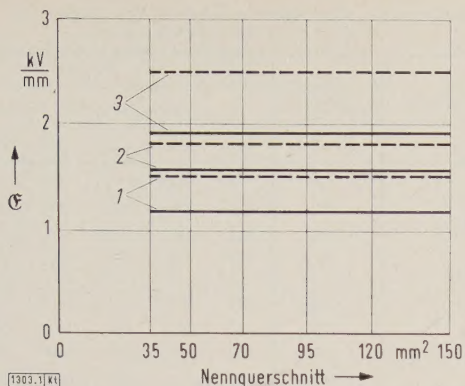


Bild 1. Abhängigkeit des Effektivwertes der Feldstärke \mathcal{E} zwischen zwei Leitern vom Nennquerschnitt der Leiter in Gürtelkabeln der Reihe 6 und 10.

— — — in Kabeln, gefertigt nach den VDE-Vorschriften (VSK)
während ihrer Gültigkeitsdauer von 1928 bis 1934
— — — in Kabeln, gefertigt nach den Vorschriften VDE 0255 ab
1934

- | | | | | | |
|---|-------|----|-----|-------|--------------|
| 1 | Reihe | 6 | bei | 6 kV | Nennspannung |
| 2 | Reihe | 10 | bei | 10 kV | Nennspannung |
| 3 | Reihe | 6 | bei | 10 kV | Netzspannung |

Weiterverwendung von Kabeln niedrigerer Reihenspannung

Bei einer geplanten Spannungsumstellung ist eine sehr wesentliche Überlegung auch diejenige, ob vorhandene 6-kV-Kabel mit 10 kV oder 15-kV-Kabel mit 20 kV weiter betrieben werden können. Hierüber gewinnt man einige Klarheit, wenn man die Isolierstoffdicken und die elektrische Beanspruchung der entsprechenden Kabel miteinander vergleicht. Tafel 1 zeigt für 5-kV-, 6-kV- und 10-kV-Kabel, welche Veränderungen die Dicke der Isolierung dieser Kabel im Laufe der Zeit erfahren hat.

Erst seit 1922 gibt es vorgeschriebene Dicken der Isolierung für Mehrleiterkabel, die zunächst querschnittsabhängig waren und bei denen nach 5-kV-, 6-kV^{1/2} und 10-kV-Kabeln unterschieden wurde. Seit 1928 müssen Kabel für 5 kV entsprechend 6 kV isoliert sein, und die Querschnittsabhängigkeit wurde aufgehoben. Im Jahre 1934 hat man die Leiterisolierung, die qualitativ besser ist als die Gürtelisolierung, verstärkt und die Gürtelisolierung von 2,0 mm bzw. 2,75 mm auf 0,5 mm vermindert. Ein Vergleich der Zahlen läßt erkennen, daß die Dicke der Isolierung Leiter gegen Leiter der vor 1934 gefertigten 6-kV-Kabel zwar wesentlich geringer ist als die der 10-kV-Kabel heute (4,0 gegen 6,4 mm), der nach 1934 hergestellten 6-kV-Kabel aber nur unwesentlich geringer als der vor 1934 hergestellten 10-kV-Kabel (5,2 gegen 5,5 mm) und daß ferner die Isolierung der Leiter gegen Bleimantel der 6-kV-Kabel vor 1934 sogar dicker ist als die der 10-kV-Kabel heute (4,0 gegen 3,7 mm). Was dies für die elektrische Beanspruchung der Kabel bedeutet, sieht man aus Bild 1.

Hier ist die Abhängigkeit der Feldstärken zwischen den Leitern sektorförmiger Dreileiter-Gürtelkabel vom Nennquerschnitt angegeben, wobei glatte Oberflächen angenommen sind. Die gestrichelten Linien zeigen die Feldstärken für Kabel, die nach 1934 hergestellt wurden, die ausgezogenen für Kabel aus der Zeit von 1928 bis 1934. In beiden Fällen liegt die elektrische Beanspruchung der Leiterisolierung bei den 6-kV-Kabeln unter derjenigen der 10-kV-Kabel. Für Feldstärken zwischen Leiter und Bleimantel ergibt sich ein entsprechendes Bild. Die Ursache hierfür liegt darin, daß die Isolierstoffdicke bei den 6-kV-Kabeln mit Rücksicht auf die Beanspruchung bei der Legung weniger durch elektrische als durch mechanische Gründe bestimmt ist. Die 6-kV-Kabel enthalten somit in der Isolierung eine gewisse elektrische Reserve, die man sich zunutze machen kann, und ihre elektrische Beanspruchung übersteigt bei einem Betrieb mit 10 kV die Beanspruchung der 10-kV-Kabel wesentlich weniger, als dem Verhältnis 6 zu 10 entspräche.

Die maximalen Feldstärken sind allerdings größer als die errechneten, was auf die feldverstärkende Wirkung der

Drahtkuppen und der kleinsten Krümmungsradien der sektorförmigen Leiter sowie auf die verschiedenen Dielektrizitätskonstanten in den Zwickelräumen und im Papier zurückzuführen ist [1]. Auch ist bei einem Vergleich alter und neuerer Kabel zu berücksichtigen, daß die Qualität des Kabelpapiers und der Tränkmasse im Laufe der Jahre besser geworden ist. Trotzdem ist die erhöhte Beanspruchung der Isolation nicht so groß, daß sie als unzulässig gelten müßte. Sie ist zwar nicht ohne Einfluß auf die Lebensdauer des Kabels, doch läßt sich dieser Einfluß zahlenmäßig nicht ausdrücken.

Die Lebensdauer eines Kabels ist im wesentlichen von der Höhe der Temperaturspiele abhängig, denen es unterworfen ist. Bei einer Erwärmung des Kabels wandert die Masse von dem Leiter weg unter den Mantel. Der Bleimantel weitet sich, insbesondere wenn Kurzschlußströme zu hohen Erwärmungen führen. Beim Abkühlen des Kabels und dessen Masse wandert diese nicht zurück, und es entstehen in der Nähe des Leiters Hohlräume. Bei 6 kV sind diese noch ungefährlich, bei 10 kV kann sich aber durch Ionisation die Tränkmasse zu zersetzen beginnen. Bei einer Spannungsumstellung auf 10 kV und mehr noch bei einer solchen von 15 kV auf 20 kV hängt dieser Vorgang stark davon ab, welchen Beanspruchungen das Kabelnetz früher ausgesetzt war. Man darf sich nicht darauf verlassen, daß bei Kabeln mit noch höheren Reihenspannungen Feldstärken von 10 bis 15 kV/mm üblich sind. Der Vergleich der Feldstärken nach Bild 1 soll daher auch nicht als Beweis dafür angesehen werden, daß 6-kV-Kabel mit 10 kV betrieben werden können, erlaubt jedoch eine gewisse qualitative Beurteilung der Verhältnisse, die bei Betrieb mit höherer Spannung auftreten.

Um sich über den Zustand des umzustellenden Kabelnetzes ein Bild zu machen, sind vor allem die einzelnen Kabelstrecken einer Spannungsprüfung zu unterziehen, die der neuen Nennspannung zu entsprechen hat. Zwar gab es bis 1922 keine Vorschriften über die Dicke der Isolierhüllen, aber bereits solche über die Höhe der Prüfspannungen. Auch diese Prüfbestimmungen haben im Laufe der Zeit Änderungen erfahren und wurden 1951 durch die Hinzunahme der Gleichspannungsprüfung erweitert (Tafel 2).

Mit Rücksicht auf die Beanspruchung des Kabels bei der Legung ist die Prüfspannung für gelegte Kabel schon stets auf rd. 65 bis 70 % der Werte der Werkprüfung herabgesetzt worden. Mit diesen verminderten Werten für 10-kV-Kabel wären also 6-kV-Kabel zu prüfen, die später mit

Tafel 2. Übersicht über die Art und Höhe der Prüfspannungen nach den Prüfbestimmungen für Papierbleikabel seit 1904.

Geltungsdauer der Vorschriften	Art der Prüfung					Prüfspannung für			
	mit Wechselspannung			mit Gleichspannung		6-kV-Kabel		10-kV-Kabel	
	Leiter gegen Leiter	Leiter gegen Bleimantel	min	als Vielfaches des Effektivwertes der Prüf-Wechselspg.	min	kV		kV	
Prüfung beim Hersteller									
1904 bis 1922	$2 U$	$\frac{2 U}{\sqrt{3}}$	30	—	—	12	7	20	11,6
1922 bis 1951	$2 U + 1 \text{ kV}$		15	—	—	13		21	
seit 1951	$2,5 U_0 + 2,5 \text{ kV}$		20/10	3-fach	20/10	11,2		17	
Prüfung nach der Legung des Kabels									
1904 bis 1922	$1,25 U$	$\frac{1,25 U}{\sqrt{3}}$	60	—	—	7,5	4,3	12,5	7,2
1922 bis 1951	$1,5 U$		30	2-fach	30	9		15	
seit 1951	$2,0 U_0$		30	3-fach	60	7		11,6	

U Spannung zwischen
 U_0 Spannung zwischen

den Außenleitern
 Leiter und Bleimantel

10 kV betrieben werden sollen, d. h. mit 11,6 kV Wechselspannung während 30 min oder mit rd. 35 kV Gleichspannung für eine Zeit von 60 min. Für 20 kV vorgesehene 15-kV-Kabel müssen mit 69 kV Gleichspannung geprüft werden. Das sind jedoch praktisch die gleichen Spannungen wie diejenigen, mit denen die fabrikneuen Kabel beim Hersteller geprüft worden sind. Werden diese Prüfspannungen ausgehalten und will man trotzdem noch ein übriges tun, so können aus dem Netz Kabelproben entnommen und auf Art und Zustand der Isolation untersucht werden.

Die Behandlung der Muffen in einem solchen Netz ist davon abhängig zu machen, ob sie die Spannungsprüfung bestanden haben und ob ihre Lage und ihr Aufbau bekannt sind. Soweit noch ungewickelte Muffen vorhanden sind, sollte man sie nach Möglichkeit erneuern. Die Endverschlüsse müssen alle überholt werden.

Hat man von dem Zustand des umzustellenden Netzes ein Bild gewonnen und übersieht man Art und Umfang der Maßnahmen, die zur Eignung des Netzes für eine höhere Nennspannung erforderlich sind, so muß das EVU in eigener Verantwortung die Spannungsumstellung entscheiden. Nach übereinstimmender Ansicht der Fachleute kann eine solche Spannungsumstellung von 3 kV auf 6 kV, von 5 oder 6 kV auf 10 kV und auch von 15 kV auf 20 kV unter den genannten Voraussetzungen und bei Inkaufnahme einer vermutlich kürzeren Lebensdauer der Kabel durchaus verantwortet werden, auch ohne daß die VDE-Bestimmungen sie ausdrücklich zulassen.

Eine zusätzliche Gefahr für Leib und Leben besteht überhaupt nicht, da bei einem Kabeldurchschlag der Metallmantel eine ausreichende Sicherheit gewährt. Im Kurzschlußfall fließt der überwiegende Teil des Kurzschlußstromes über den Bleimantel zurück, und die Schrittspannungen an der Fehlerstelle erreichen keine unzulässigen Werte. Hierin besteht grundsätzlich kein Unterschied zwischen umgestellten und nichtumgestellten Netzen.

Die HEW haben vor drei Jahren ein 6-kV-Freileitungsznetz von rd. 100 km Länge auf 10 kV umgestellt, in dem aber 6-kV-Kabel von 11 km Länge vorhanden waren, die mit umgestellt wurden. Diese 11 km setzen sich im wesentlichen aus Kabeleinführungen in Stationen zusammen. Sie bestehen daher aus 56 Einzellängen mit rd. 35 Muffen. Die Freiluft-Endverschlüsse wurden alle erneuert, die Innenraum-Endverschlüsse größtenteils, die Muffen nirgends. Umstellungsschäden sind bis jetzt nicht eingetreten.

Planung für mehrfache Last

Einheitsquerschnitt

Einer Spannungsumstellung sollte eine genaue Planung des Netzes für eine entsprechend erhöhte Netzlast vorausgehen, damit man sowohl die technischen Erfordernisse bei der Umstellung als auch deren Wirtschaftlichkeit übersehen kann. Der erste Schritt für eine solche Planung sollte sein, einen Einheitsquerschnitt für die Verteilungskabel des umzustellenden Netzes festzulegen, der in gleicher Weise für die inneren Bezirke wie für die Randgebiete der Stadt zu gelten hat. Hierbei muß man sich unter Umständen von den Querschnitten der vorhandenen Kabel auch dann freimachen, wenn diese mit einer höheren Spannung weiter-

Tafel 3. Bevorzugte Leiterquerschnitte bei Mittelspannungskabeln.

Zweck der Kabel	Leiterquerschnitte			
	6 kV und 10 kV		20 kV	
	Kupfer mm ²	Aluminium mm ²	Kupfer mm ²	Aluminium mm ²
Verteilungskabel	50	95	35	50
	(70)	(120)	50	70
	95	150		95
Speisekabel	(120)	(185)	70	120
	150	240		
	(185)			

Tafel 4. Mindestwerte der Nennquerschnitte der Kabelleiter bei thermischer Kurzschlußbeanspruchung.

Kurzschlußdauer s	Kurzschlußleistung MVA	6 kV		10 kV		20 kV	
		Nennquerschnitt in mm²					
		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,5	150	95	150	50	95	25	50
	250	150	240	95	150	50	70
	350	240	300	120	185	70	95
	500	300	500	185	300	95	150
1,0	150	120	185	70	120	35	50
	250	240	300	120	185	70	95
	350	300	400	185	300	95	120
	500	400	—	240	400	120	185
Temperaturerhöhung	—	95 grad		85 grad			
Grenztemperatur	—	160 °C		140 °C			

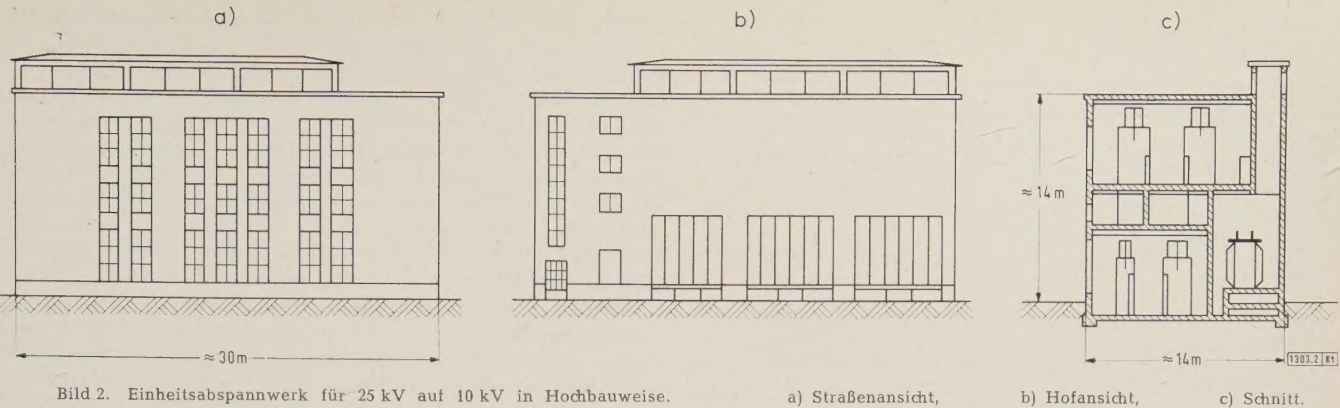
betrieben werden sollen. Die VDEW¹⁾ und die Hersteller bemühen sich schon lange Zeit darum, Vorzugsquerschnitte zu ermitteln und zu empfehlen. Es wird hierbei auf die Kabeltagung der VDEW im Jahre 1959 in Nürnberg und das hierüber erschienene Sonderheft der Elektrizitätswirtschaft [2] verwiesen. In Tafel 3 sind diejenigen Querschnitte zusammengestellt, die nach den Ermittlungen der VDEW und der Hersteller als Vorzugsquerschnitte in Betracht kommen [3].

Dabei ist nur ein Unterschied zu machen zwischen den Verteilungskabeln, die vom Abspannwerk oder Stützpunkt ausgehend in die Netzstationen und Abnehmerstationen eingeschleift werden, und den Speisekabeln, die Abspannwerke und Stützpunkte miteinander verbinden. Bei einer genaueren Festlegung sollte aber nur jeder zweite Querschnitt als Vorzugsquerschnitt gewählt werden. Bei Aluminiumkabeln für 6 kV und 10 kV zeichnet sich die Auswahl 95 mm², 150 mm² und 240 mm² schon heute deutlich ab, wobei 95-mm²-Kabel die heute am meisten gefertigte Länge haben. Für Kupferkabel für 6 kV und 10 kV könnte die Vorzugsreihe 50, 95 und 150 mm² sein, denn Kabel mit 50 und 95 mm² Querschnitt haben auch heute die am meisten gefertigten Längen. Aber auch die Reihenfolge 70, 120 und 185 mm² ist vorgeschlagen worden. Welchen Querschnitten bei 20-kV-Kabeln der Vorzug gegeben werden sollte, ist noch nicht klar zu übersehen, da gerade bei diesen noch große Längen kleiner Querschnitte gefertigt werden. Von dem einzelnen EVU sollte aber nur ein einziger Querschnitt als Einheitsquerschnitt für die Verteilungskabel gewählt werden und möglicherweise ein zweiter für die Speisekabel.

Der gewählte Querschnitt darf auf keinen Fall zu klein sein, denn in den Kabelabgängen der Abspannwerke und Stützpunkte sind überwiegend Schaltgeräte für 600 A eingebaut, die nur bei entsprechend großen Querschnitten der abgehenden Kabel genügend ausgenutzt werden. Auch damit die Kabel bei einem Kurzschluß in Stationsnähe thermisch nicht überbeansprucht werden, müssen sie einen entsprechenden Mindestquerschnitt haben. In Tafel 4 sind die erforderlichen Mindestquerschnitte der Kabel bei verschiedenen Abschaltleistungen im Abspannwerk angegeben. Auch diese Übersicht zeigt, daß die Querschnitte nicht zu klein gewählt werden sollten, obwohl ohne große Bedenken eine Grenztemperatur bis etwa 200 °C zugelassen werden könnte. Tafel 4 zeigt aber auch, wie sich bei einer Umstellung von 6 kV auf 10 kV und bei gegebener Abschaltleistung und gegebenen Kabelquerschnitten die Gefahr einer thermischen Überbeanspruchung im Kurzschlußfalle vermindert.

Andererseits ergibt sich auch eine obere Grenze für die Querschnitte, die durch die mechanischen Eigenschaften des Kabels bestimmt wird (Tafel 5). Da man die Verteilungskabel in Keller und andere Räume einführen muß, die oft nur auf verschlungenen Kabelwegen zu erreichen sind,

1) VDEW = Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke.



sollte der kleinstzulässige Biegeradius nicht größer als etwa 80 bis 85 cm und demzufolge der äußere Kabeldurchmesser, auch mit Rücksicht auf die Garnituren, nicht größer als 50 bis 55 mm sein. Kunststoffkabel für 10 kV (Typ NAYCEY) sind wegen ihres glatten Außenmantels und ihrer größeren Biegsamkeit günstiger, da ihr kleinster zulässiger Biegeradius nur den zehnfachen Durchmesser hat im Gegensatz zu dem fünfzehnfachen Durchmesser bei Bleimantelkabeln. Während man also bei 10-kV-Kabeln keine Schwierigkeiten hat, ist es bei 20-kV-Kabeln fast unmöglich, einen kleineren Biegeradius als 90 bis 100 cm einzuhalten.

Man könnte einwenden, daß alle diese Gesichtspunkte gegenüber dem sogenannten wirtschaftlichen Kabelquerschnitt zurückzutreten hätten. Das Verfahren ist aber hier umgekehrt. Man wählt einen Querschnitt, belastet das Kabel nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten und prüft das dabei gewonnene Ergebnis. Demzufolge ergibt sich für jeden Querschnitt eines Kabels bei dessen wirtschaftlicher Belastung und einem dabei für zulässig erachteten Spannungsabfall eine größte zulässige Schleifenlänge.

Aus Tafel 6 sind die zulässigen Schleifenlängen für 6-kV-, 10-kV- und 20-kV-Kabel bei deren wirtschaftlicher Belastung zu ersehen. Die Schleifenlänge ist praktisch unabhängig vom Querschnitt und wächst linear mit der Nennspannung. Bei einer Umstellung auf höhere Nennspannung gewinnt man also erheblich an zulässiger Schleifenlänge bei gleichem prozentualen Längsspannungsfall ΔU . Im vorliegenden Fall wurden nur $\Delta U = 1,5\%$ als zulässig angesehen, und die wirtschaftliche Stromdichte am Anfang des Kabels wurde für 6-kV- und 10-kV-Kabel zu 0,8 A/mm² und für 20-kV-Kabel zu 0,9 A/mm² ermittelt. Mit den Ausgangswerten, die in den VDEW-Richtlinien „Netzverluste“ benutzt werden, würden sich etwas höhere Werte von 1,0 bis 1,6 A/mm² ergeben [4]. Bei der gleichen Schleifenlänge tritt hierbei ein höherer Längsspannungsfall auf.

Größe der Schaltanlagen und Einheitsabspannwerke

Die so ermittelten maximalen Längen der Kabelschleifen ergeben aber noch nicht unmittelbar den Versorgungs-

radius des Abspannwerkes. Mit Rücksicht auf mögliche Trassen und die verstreut liegenden Stationen sind bei den Kabelschleifen Umwege erforderlich, so daß der durchschnittliche Versorgungsradius eines Abspannwerkes nur etwa 60 % der Länge einer Halbschleife beträgt. Das ergibt z. B. für eine Verteilung mit 10 kV ein Versorgungsgebiet von 3 km im Radius oder von rd. 30 km² Fläche. Bei einer Lastdichte von 2 MVA/km² wäre also das Abspannwerk für eine abzugebende Leistung von 60 MVA zu errichten. Es könnten dort — ohne Reserve — drei Um-

Tafel 6. Zulässige Schleifenlänge von Kabeln bei wirtschaftlicher Belastung.

Nennquerschnitt mm ²	Schleifenlänge bei		
	6 kV km	10 kV km	20 kV km
50 Cu/ 70 Al	—	—	18,9
50 Cu/ 95 Al	5,9	10,2	19,9
70 Cu/120 Al	6,2	10,8	—
95 Cu/150 Al	6,2	11,2	—

spanner zu je 20 MVA aufgestellt werden, von denen jeder in eine Sammelschienenengruppe für eine Abschaltleistung von 200 MVA einspeist.

Nun wurde in DIN 43612 vom Oktober 1959 die gebräuchlichste Abschaltleistung der Reihe 10 von 200 MVA auf 250 MVA heraufgesetzt und somit dem IEC²⁾-Wert angeglichen. Sobald Schaltgeräte und Schaltanlagen für diesen neuen Normwert gebaut werden, kann man Umspanner der Größe 31,5 MVA einsetzen, wenn man ihre Kurzschlußspannung gegenüber den jetzt gebräuchlichen Werten etwas erhöht, z. B. auf 14 % für Umspanner von 110 kV auf 10 kV. Dies macht weder konstruktiv noch für den Betrieb der Netze Schwierigkeiten, zumal es sich in den meisten Fällen um Umspanner mit Stufenschalter handeln wird. Auch bedingt die erhöhte Kurzschlußspannung keinen Mehrpreis. Die Verwendung großer Umspannereinheiten vermindert aber die Zahl der Abspannwerke und senkt deren spezifische Kosten. Da auch die Zahl der Abgangszellen um so kleiner wird, je größer der Kabelquerschnitt gewählt wird, sollte man sich bei einer Spannungsumstellung nicht nur für einen genügend großen Einheitsquerschnitt des Kabelnetzes entscheiden, sondern auch versuchen, Einheitsgrößen für Umspannerleistungen und Abspannwerke festzulegen.

Für Abspannwerke, die aus dem 25-kV-Netz gespeist werden, haben die HEW eine Einheitsbauweise entwickelt, die als zweigeschossiger Hochbau oder als eingeschossiger Flachbau ausgeführt wird (Bild 2). Ein solches Abspannwerk hat auf der 10-kV-Seite zwei Gruppen, die aus je einem 20-MVA-Umspanner gespeist werden. Ein dritter Umspanner (20 MVA oder 12,5 MVA) steht in Reserve. Diese Werke werden fernüberwacht und ferngesteuert.

Unmittelbare Abspannung von 110 kV
Eine weitere und unter Umständen sehr wichtige Erwägung bei einer beabsichtigten Spannungsumstellung be-

Tafel 5. Außendurchmesser und Biegeradien verschiedener 10-kV- und 20-kV-Kabel.

Nennquerschnitt mm ²	10 kV				20 kV	
	N(A)KBA		N(A)YCEY		N(A)EKBA	
	Außen- durch- messer etwa mm	Biege- radius etwa mm	Außen- durch- messer etwa mm	Biege- radius etwa mm	Außen- durch- messer etwa mm	Biege- radius etwa mm
35	—	—	—	—	60	900
50	—	—	—	—	62	930
70	—	—	—	—	66	1000
95	50	750	58	580	70	1050
120	53	790	62	620	—	—
150	56	840	66	660	—	—

2) IEC = International Electrotechnical Commission.

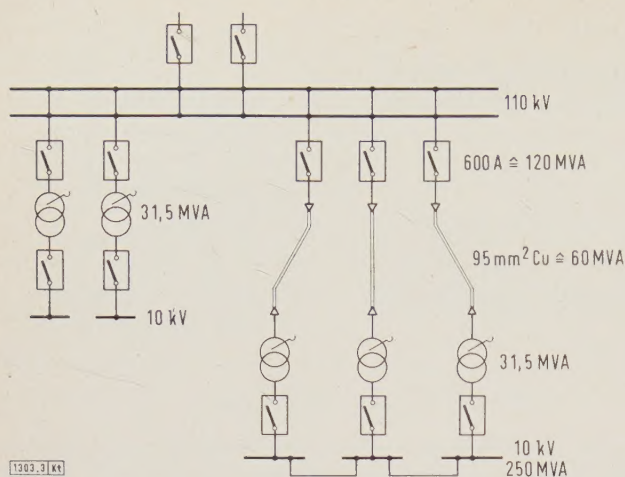


Bild 3. Prinzipschaltbild der unmittelbaren Abspannung von 110 kV auf 10 kV.

steht darin, ob es mit Hilfe dieser Spannungsumstellung gelingt, eine ganze Spannungsebene, z. B. 30 kV, zu überspringen. Mit dem fortschreitenden Heranwachsen der 110-kV-Netze an die deutschen Städte liegt es ja nahe, von 110 kV unmittelbar auf 20 kV oder 10 kV abzuspannen. Dem kommt entgegen, daß man mit der höheren Verteilerspannung einen größeren Versorgungsbereich und größere Abspannwerke erhält, die wiederum eine Voraussetzung für eine unmittelbare Abspannung von 110 kV sind. Auf diese Weise kommt man zu leistungsstarken und wirtschaftlichen Dreispannungsnetzen, wie 110 kV/10 kV/0,4 kV. Die Einführung der 110-kV-Spannung in die Städte ist mit technischen und wirtschaftlichen Überlegungen zu verbinden, auf die hier nicht eingegangen werden kann. Eine wirtschaftliche Überlegenheit wird sich im allgemeinen aber dann ergeben, wenn

eine Zwischenspannung der Reihe 30 übersprungen werden kann,

Schaltungen angewendet werden können, welche die Kosten des 110-kV-Teiles beschränken, und Umspanner-Nennleistungen vorgesehen werden können, die es gestatten, die teuren 110-kV-Anlagen möglichst gut auszunutzen.

Ein Beispiel hierfür zeigt Bild 3. Aus einer 110-kV-Schaltanlage üblicher Bauart werden durch unmittelbares Abspannen auf 10 kV die nächstgelegenen Stadtgebiete versorgt. Die Versorgung der inneren Stadtgebiete geschieht über 110-kV-Kabel, die ohne Schaltanlage unmittelbar mit den 110-kV/10-kV-Umspannern verbunden sind. Die Kabel müssen aus elektrischen Gründen einen gewissen Mindestquerschnitt haben, der mit 95 mm² Kupfer einer Übertragungsfähigkeit von rd. 60 MVA entspricht. Daher sollten die angeschlossenen Umspanner möglichst keine kleinere Nennleistung als 31,5 MVA haben. Die Umstellung eines Kabelnetzes auf 10 kV oder 20 kV begünstigt also auch die Einführung leistungsstarker Dreispannungsnetze mit nur einer Mittelspannung. Sie übt daher unter Umständen große Rückwirkungen auf die gesamte übergeordnete Versorgung der Stadt aus.

Untersuchung der Wirtschaftlichkeit

Nachdem Einheitsquerschnitt und Umspannergrößen festgelegt sind, kann eine genaue Durchplanung des Netzes stattfinden. Da sich eine Verminderung der Lastzuwachsrate noch nicht abzeichnet, muß immer noch mit einer Verdoppelung der Stromabgabe in 7 bis 10 Jahren gerechnet werden. Das umzustellende Netz ist daher mindestens für die zweifache, besser aber auch für die vierfache Last, also für einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren durchzuplanen. Eine derartige Vorausplanung ist für eine so grundlegende Entscheidung, wie es eine Spannungsumstellung ist, keinesfalls ein zu langer Zeitraum.

Man ermittelt für einen bestimmten Ausbauzustand die Aufwendungen für die notwendigen Investitionen, die Summe der Jahresverlustkosten und die eigentlichen Umstellungskosten für die höhere Nennspannung. Diese sind dann denjenigen gegenüberzustellen, die entstehen, wenn das Netz ohne Spannungsumstellung auf den geplanten Ausbauzustand gebracht wird. Nur auf diese Weise lassen sich die technischen und wirtschaftlichen Unterschiede herausarbeiten. Dabei kommt es für das Ergebnis der Untersuchungen wesentlich auf den Betrachtungszeitraum an, den man zugrunde legt.

Tafel 7 zeigt das Ergebnis einer solchen Planung für ein Stadtgebiet von rd. 300 000 Einwohnern. Dabei ist für diesen konkreten Fall mit einem jährlichen Anstieg der Stromabgabe von 10,5 % gerechnet worden, wobei in 10 Jahren der 2,7-fache Wert der Ausgangslast erreicht wird.

Die übergeordnete Versorgung findet aus zwei 110-kV-Abspannwerken über eine Zwischenspannung von 25 kV statt. Die den beiden 110-kV-Abspannwerken nächstgelegenen Gebiete werden durch unmittelbares Abspannen von 110 kV auf 5 bzw. 10 kV versorgt. Bei einer Umstellung auf 10 kV spart man wegen des größeren Versorgungsbereichs zwei 25-kV-Abspannwerke. Zwei Stützpunkte erübrigen sich.

Das 5-kV-Netz dieses Gebietes hat z. Z. eine Länge von 380 km, davon aber rd. 200 km mit Querschnitten gleich oder kleiner als 35 mm² Kupfer oder 50 mm² Aluminium, die für den geplanten Ausbauzustand weder bei 5 kV noch bei 10 kV ausreichend sind und daher in jedem Falle durch neue Kabel ersetzt werden müssen. Bei der Umstellung werden 80 km Mittelspannungskabel eingespart, da die 10-kV-Schleifen rund doppelt so hoch belastet werden wie die 5-kV-Schleifen. Infolgedessen erzielt man bei den Investitionen eine Ersparnis von rd. 5,5 Mio. DM. Dazu kommt die Verminderung an Verlusten. Diese gehen zwar nicht quadratisch zurück, wie es dem Verhältnis der Spannungen entspräche, sondern wegen der größeren Schleifenlängen im 10-kV-Netz nur ungefähr linear. Immerhin vermindern sich über einem Zeitraum von 10 Jahren die Verlustkosten bereits um 2,4 Mio. DM. Demgegenüber stehen die Umstellungskosten, die in diesem Falle sicherheits halber mit 4 Mio. DM sehr hoch angesetzt wurden. Sie setzen sich zusammen aus

1,1 Mio. DM für Abspannwerke und Gleichstromwerke,
1,4 Mio. DM für 280 Netzstationen,
1,5 Mio. DM für 150 Abnehmerstationen.

Tafel 7. Planung für ein Stadtgebiet von 300 000 Einwohnern.

Kenngrößen und Kosten		Ausgangswerte 1957/1958	Planung für 5-kV-Netz 1967/1968	Planung für 10-kV-Netz 1967/1968
Netzlast	MVA	86	230	230
Mittelspannung	kV	5	5	10
Abspannwerke	Anzahl	7	10	8
installierte Leistung	MVA	180	400	420
Stützpunkte	Anzahl	5	3	1
25-kV-Netz	km	112	154	150
Mittelspannungsnetz	km	380	420	340
davon neu	km	—	240	200
weiterverwendet	km	—	180	140
mittlere Schleifenlänge	km	—	3,8	6,0
mittlere Schleifenbelastung	MVA	—	2,1	4,0
erforderliche Investitionen	Mio. DM	—	33,8	28,3
Summe der jährlichen Verlustkosten	Mio. DM	—	5,1	2,7
Umstellungskosten	Mio. DM	—	—	4,0

Darin sind auch die Kosten für die Modernisierung der Netzstationen und deren Ausrüstung mit größeren Umspannern enthalten. Die Aufwendungen für die Umstellung der Abnehmerstationen sind bedeutend niedriger als vorsichtshalber angenommen war.

Die Einsparungen an dem umgestellten Netz gegenüber einem nicht umgestellten ergeben sich also aus einem geringeren Aufwand der Investitionen und aus geringeren Verlusten. Dies läßt sich noch besser erkennen, wenn das hier besprochene Beispiel graphisch dargestellt wird (Bild 4). Die Kostengeraden sind durch die beiden Punkte gezogen, für welche die Aufwendungen und Kosten bei 2,7-facher Last berechnet wurden. Der logarithmische Maßstab der Abszisse besagt, daß bei zunehmender Last wegen der Abnahme der spezifischen Kosten mit einer gewissen Kostendegression für die Investitionen gerechnet wird. Von dem Tag ab, an dem die Spannungsumstellung beschlossen ist, dürfen neue Investitionen nur noch entsprechend dem geplanten 10-kV-Netz vorgenommen werden.

Der Abstand der Kostengeraden für eine Versorgung mit 10 kV gegenüber einer Versorgung mit 5 kV zeigt die wirtschaftliche Überlegenheit der 10-kV-Versorgung. Für ein umgestelltes Netz sind von dieser Differenz allerdings die Umstellungskosten abzuziehen. Von dem Schnittpunkt der um die Umstellungskosten parallel verschobenen Kostengeraden für 10-kV-Versorgung mit der Kostengeraden für 5-kV-Versorgung ab setzen die echten und schnell wachsenden Ersparnisse des umgestellten Netzes ein. Diese in mancher Hinsicht etwas vereinfachte Darstellung läßt die Wirtschaftlichkeit einer Spannungsumstellung im grundsätzlichen deutlich hervortreten.

Allgemein läßt sich auf Grund dieser und zahlreicher anderer Untersuchungen sagen, daß die Umstellung auf eine höhere Mittelspannung nicht nur erhebliche technische Vorteile für die Übertragung der schnell zunehmenden Leistungen bietet, sondern auch einen beträchtlichen wirtschaftlichen Anreiz, wenn man hierfür genügend lange Betrachtungszeiträume zugrunde legt. Dies ist aber ohnehin die Voraussetzung für jede Art von Netzplanung. Aus diesen Gründen haben sich denn auch viele deutsche Städte zur Umstellung ihrer Netze oder Teile derselben entschlossen. So haben z. B. umgestellt oder sind in der Umstellung oder zumindest in deren Planung begriffen von 3 kV auf 6 kV die BEWAG in Berlin und die Städte Neumünster und Schweinfurt, von 4 kV, 5 kV, 6 kV oder 7 kV auf 10 kV die Städte Aachen, Bremen, Bielefeld, Dortmund, Duisburg, Frankfurt a. M., Hamburg, Hannover, Heilbronn, Münster, Wuppertal u. a. m.

Umstellung auf 20 kV oder auf 10 kV

Es gibt aber auch eine Reihe von Städten, die von 4 kV, 5 kV oder 6 kV nicht auf 10 kV, sondern auf 20 kV umstellen. Zu diesen gehören Darmstadt, Fürth, Freiburg, Karlsruhe, Ludwigshafen, Mainz, Mannheim, Würzburg u. a.

Diese Tatsache wirft die Frage auf, ob eine Umstellung auf 20 kV einer solchen auf 10 kV überlegen ist. Dazu ist zu sagen, daß zunächst eine Umstellung auf 20 kV überall dort ausscheidet, wo bereits ein Netz der Reihe 30 vorhanden ist. Sie wird nur in den Städten erwogen, die aus dem Überlandwerk mit 20 kV versorgt werden oder ein 20-kV-

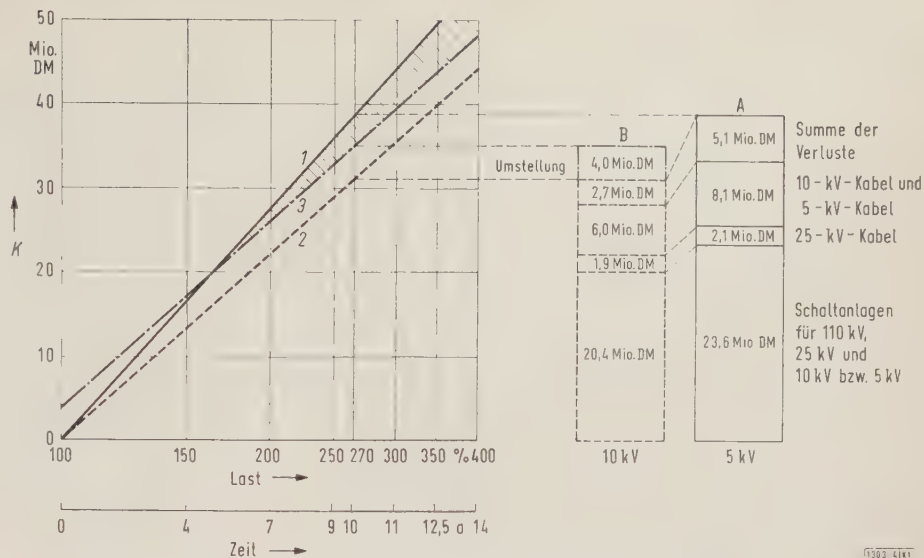


Bild 4. Abhängigkeit der Kosten K für Investitionen, Verluste und Spannungsumstellung in einem Stadtgebiet von 300 000 Einwohnern von der Belastung bzw. der Zeit.

- 1 Kosten bei Versorgung mit 5 kV nach Umspannung von 110 kV auf 25 kV
- 2 Kosten bei Versorgung des gleichen Netzes mit 10 kV
- 3 wie 2, jedoch zuzüglich Umstellungskosten

A Kostenaufteilung bei Versorgung mit 5 kV

B Kostenaufteilung nach einer Umstellung des Netzes auf 10 kV

Netz als übergeordnetes Netz schon selbst betreiben. Es ist daher kein Zufall, daß es sich dabei in der Regel um Städte mittlerer Größe handelt.

Als einzige Mittelspannung 20 kV zu haben, hat sicherlich einige Vorteile gegenüber einer Versorgung mit 10 kV. Die Versorgungsbereiche der Abspannwerke werden wesentlich größer und mithin auch diese selbst, wodurch sich die spezifischen Kosten weiter vermindern. Die Abschaltleistung wird in der Regel 350 MVA betragen, so daß Umspanner bis 40 MVA verwendet werden können.

Demgegenüber bestehen aber auch einige Umstände, die bedacht werden müssen, wenn sie sich nicht nachteilig auswirken sollen. Eine Umstellung auf 20 kV erfordert selbstverständlich ein neues Netz, da die vorhandenen 4-kV-, 5-kV- oder 6-kV-Netze mit 20 kV nicht betrieben werden können und im Laufe der Zeit dann verschwinden werden. Die 20-kV-Kabel sind aber fast immer Dreimantelkabel und entsprechend teurer als Gürtelkabel, auch hinsichtlich der Armaturen. Welchen Einheitsquerschnitt soll man bei 20 kV wählen? Ein kleiner Querschnitt nutzt die Abgangszellen schlecht aus und erhöht die Kosten des 20-kV-Netzes. Ein Kabel mit großem Querschnitt läßt sich schlecht in die Netzstationen und Abnehmerstationen einführen. Es führt im Fehlerfall zu dem Ausfall eines verhältnismäßig großen Lastanteils und ist für das Errichten der an sich wünschenswerten Niederspannungs-Maschenetze nicht förderlich.

Dieser Umstand führt dazu, daß bei 20-kV-Netzen mehr Stützpunkte errichtet werden, also Schaltanlagen ohne Umspannereinspeisung, die über starke Kabel aus den Abspannwerken versorgt werden und von denen die Verteilungskabel mit kleineren Querschnitten zur Versorgung der Netz- und Abnehmerstationen ausgehen.

Die 20-kV-Anlagen haben gegenüber 10-kV-Anlagen einen größeren Raumbedarf. Bei den gekapselten Schaltanlagen für Netzstationen beträgt dieser günstigenfalls immer noch rd. 50 %. Die Höhe dieser Anlagen liegt mit 2,1 bis 2,3 m meistens über der verfügbaren Kellerhöhe, was sich für Kellerstationen störend und vertuernd auswirkt. Auch die Einrichtungen der vielen Netzstationen werden teurer. Man wird daher bestrebt sein, mit möglichst wenigen, aber leistungsfähigen Stationen auszukommen, wodurch aber unter Umständen die Kosten mehr in das Niederspannungsnetz verlagert werden.

Es ist aber denkbar, daß die Umstellung auf 20 kV wegen des hierdurch gewonnenen großen Versorgungsbereichs

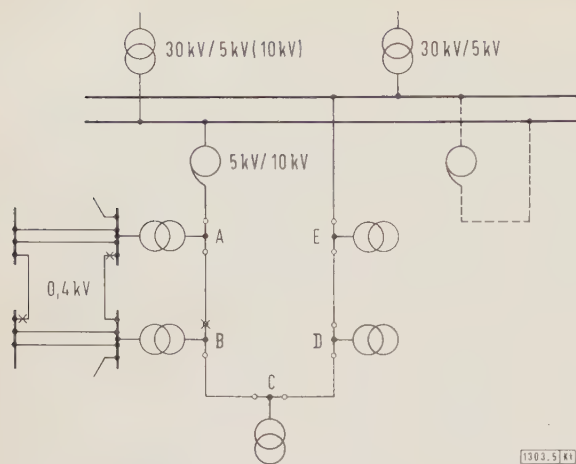


Bild 5. Prinzipschaltbild einer Spannungsumstellung mit Spartransformatoren

für viele Städte die einzige Möglichkeit ist, auf die Dauer mit nur einer Mittelspannung auszukommen. Ein Dreispannungsnetz von 110 kV/10 kV/0,4 kV ist nämlich bei größeren Städten nur dann möglich, wenn man die Städte nicht nur vom Rand her, sondern auch von den Lastschwerpunkten her mit 10 kV versorgt, d.h. man muß mit der 110-kV-Spannung in die Städte hineingehen. Das ist aber bei manchen Städten aus vertraglichen Gründen sicherlich sehr schwierig, z.B. wenn sie von dem Überlandwerk ursprünglich mit 20 kV versorgt wurden und heute über Umspanner 110 kV/20 kV gespeist werden, die womöglich Eigentum des Überlandwerkes sind. Dann ist die Planung einer 110-kV/10-kV/0,4-kV-Versorgung eine Angelegenheit, die beide Vertragspartner betrifft und vermutlich mancherlei vertraglichen, finanziellen und organisatorischen Schwierigkeiten begegnet. Da ist es dann freilich einfacher, die bereits vorhandene 20-kV-Spannung als einzige Mittelspannung auch für die Verteilung innerhalb der Stadt heranzuziehen. Damit ist allerdings nicht gesagt, daß man zu der gleichen Lösung käme, wenn Überland- und Stadtversorgung in der gleichen Hand lägen. Man sollte daher für eine Umstellung auf 10 kV oder 20 kV weder eine technische noch eine wirtschaftliche Überlegenheit als allgemeingültig proklamieren, da die Voraussetzungen hierfür in der Praxis viel zu verschieden sind. Solche Entscheidungen müssen für jeden Einzelfall besonders getroffen werden.

Vorbereitungen

Die erforderlichen Vorbereitungen für eine Spannungsumstellung sind grobenteils bei der Ermittlung der Umstellungskosten schon genannt worden. Zu diesen Vorbereitungen gehört als erster Schritt, daß nur noch umschaltbare Umspanner beschafft und eingebaut werden. Diesen Schritt kann man nicht früh genug tun, auch wenn die Umstellung noch nicht endgültig beschlossen sein sollte, denn man spart hierbei ein Vielfaches derjenigen Kosten, die später durch ein Umwickeln oder Neubeschaffung entstehen würden.

Bei einer Umstellung auf 10 kV beträgt der Mehrpreis der Umspanner von 12 MVA, 20 MVA oder 31 MVA mit einer Oberspannung von 30 kV, 60 kV oder 110 kV etwa 8 %. Es genügt, wenn diese Umspanner unter Deckel umklemmbar sind, wozu etwas Öl abgelassen werden muß. Man kann an Ort und Stelle umschalten.

Dagegen sollten Umspanner für Netzstationen in jedem Falle in spannungslosem Zustand über Deckel umschaltbar sein, da man sich hierdurch den Umstellungsablauf wesentlich erleichtert. Der Mehrpreis für die Umschaltbarkeit dieser Umspanner beträgt 6 bis 8 %. Das ist in der Regel weniger als ein Umspannertausch kostet, so daß diese Umspanner auch nach der Umstellung am besten in der Netzstation verbleiben und nicht für weitere Tauschvorgänge verwendet werden. Bei umschaltbaren Umspannern ist zu

beachten, daß in manchen Fällen die überspannungsseitigen Anzapfungen nach der Umschaltung einen anderen prozentualen Wert ergeben als vor der Umschaltung.

Die Verhandlungen mit den Hochspannungs-Sonderabnehmern können ebenfalls nicht früh genug aufgenommen werden. Auch bei ihnen dürfen selbstverständlich nur noch über Deckel umschaltbare Umspanner eingebaut werden. In Abnehmerstationen ist vielfach ein Reserveumspanner vorhanden, der ohne Betriebseinschränkung umgewickelt werden kann. Wo das nicht möglich ist, wird man Leihumspanner zur Verfügung stellen, die gegebenenfalls umschaltbar sind und nach der Umstellung gegen den umgewickelten Umspanner wieder ausgetauscht werden.

Die Behandlung der Kabel, Endverschlüsse und Muffen wurde bereits erwähnt. Neue Kabel werden nur noch entsprechend der neuen Reihenspannung und mit dem gewählten Einheitsquerschnitt verlegt, auch dort, wo sie mit vorhandenen durch Muffen verbunden werden müssen.

Abwicklung

Der Ablauf einer Umstellung kann in verschiedener Weise stattfinden und hängt von den Gegebenheiten des betreffenden Netzes ab. Man muß in jedem Falle einen sehr genauen Ablaufplan ausarbeiten.

Eine Möglichkeit für die Umstellung besteht darin, daß man mehrere Zwischenumspanner von 5 kV/10 kV für z.B. 1000 oder 1600 kVA beschafft. Verwendet man hierfür Spartransformatoren, so werden diese wesentlich kleiner, leichter und billiger als Leistungstransformatoren. Sie sind aber nicht kurzschlußfest und führen außerdem bei einem Erdschluß im 10-kV-Netz zu einer Anhebung der 5-kV-Spannung gegen Erde. Ein solcher Spartransformator wird nun in eine abgehende Schleife eingebaut, die währenddessen nur von einer Seite mit 5 kV gespeist wird (Bild 5). Zur Freischaltung und Umstellung der Station A wird man nach Möglichkeit deren Niederspannungsnetz mit dem der Nachbarstation vermaschen, damit die Abnehmer von der Umstellung unberührt bleiben. Der Umspanner in A wird über Deckel umgeschaltet oder gegen einen neuen ausgetauscht, der bereits vor der Haustür stehen muß. Anschließend werden in gleicher Weise die Stationen B, C, D usw. umgestellt.

Während der Umstellungszeit kann jede Station nur von einer Seite gespeist werden, und man hat keine Reserve, so daß schon aus diesem Grunde die Umstellung so schnell und zügig wie möglich durchgeführt werden muß. Schließlich wird der ganze Ring über den Zwischentransformator einseitig versorgt. Eine Reserve kann dann dadurch geschaffen werden, daß man einen weiteren Spartransformator zwischen die Sammelschienen schaltet, der für mehrere in

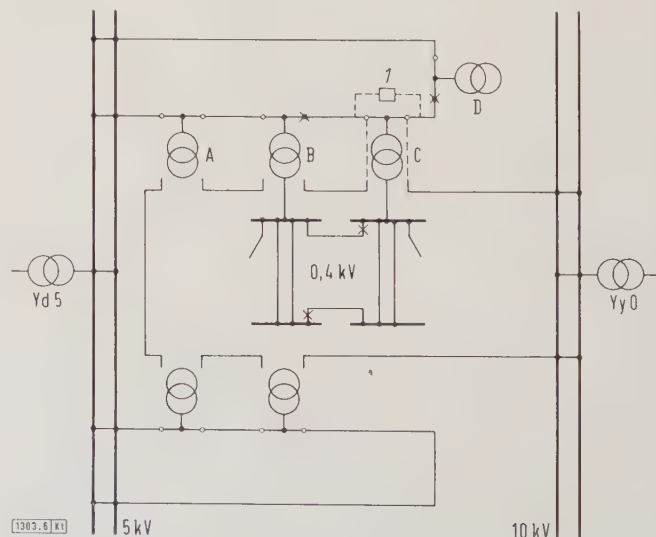


Bild 6. Umschleifen einer Netzstation für die Spannungsumstellung von 5 kV auf 10 kV.

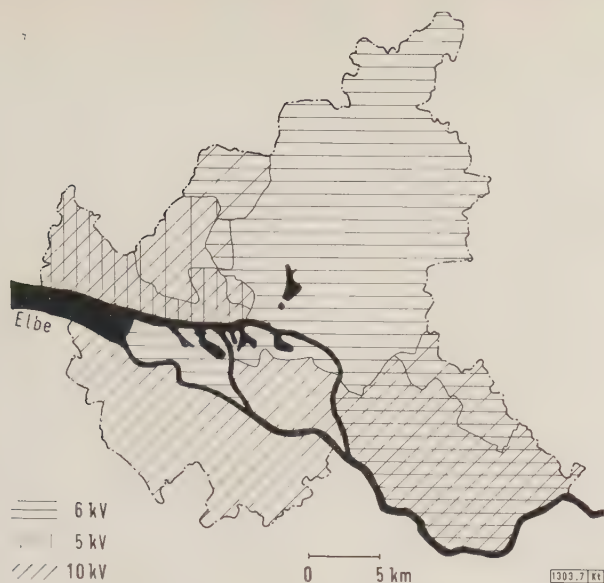


Bild 7. Umstellungsgebiete im Versorgungsbereich der HEW.

dieser Weise umgestellte Ringe zur Verfügung steht. Schließlich wird die Umschaltung des Abspannwerkes durchgeführt. Dabei wird eine Sammelschienengruppe über einen neuen oder umschaltbaren Umspanner mit 10 kV gespeist. Die Ringe werden von rückwärts mit 10 kV versorgt und die Zwischentransformatoren werden frei.

Man kommt aber auch ohne Zwischentransformatoren aus, wenn man Hauptumspanner hat, von denen der eine das 5-kV-Netz und der andere das 10-kV-Netz speist. Bei den HEW wurde die Umstellung eines 6-kV-Freileitungsnetzes mit 84 Netzstationen und 6 Abnehmerstationen und die Umstellung des ersten 5-kV-Netzes mit 44 Netzstationen und 20 Abnehmerstationen ohne Zwischentransformatoren durchgeführt.

Etwas anders liegen die Verhältnisse, wenn Netzstationen aus einer 5-kV-Schleife in eine 10-kV-Schleife umzuschleifen waren. Man ist dabei folgendermaßen vorgegangen (Bild 6):

1. Das Niederspannungsnetz der umzustellenden Netzstation wird mit der Nachbarstation vermascht.
2. Die Netzstation C wird außer Betrieb gesetzt und das Hochspannungskabel in den beiden Nachbarstationen B und D freigeschaltet.
3. Die 5-kV-Kabel werden ausgeschleift und außerhalb der Station durch Muffen 1 verbunden.
4. Die 10-kV-Kabel werden hereingeholt und die beiden Endverschlüsse montiert.
5. Der Umspanner in der Netzstation wird über Deckel auf 10 kV umgeschaltet.
6. Das 10-kV-Kabel wird vom Abspannwerk her in Betrieb genommen, und in der Netzstation wird der Umspanner eingeschaltet.
7. In den späten Nachtstunden wird das Niederspannungsnetz wieder auf die umgestellte Station zurückgeschaltet.

Da in diesem Falle der Phasenwinkel zwischen den Spannungen des 5-kV-Netzes und des 10-kV-Netzes 150° beträgt, muß die Rückschaltung spannungslos stattfinden. Dabei werden alle Verbindungen der beiden vermaschten Niederspannungsnetze bis auf eine gelöst, so daß diese eine Verbindung die Gesamtlast des umzustellenden Netzes zu übernehmen hat. Diese letzte Verbindung (Sicherung) wird dann gezogen und sofort danach der Maschen-netzschalter der neuen Netzstation eingeschaltet.

Das gleiche Verfahren kann bei Abnehmerstationen angewendet werden. Da bei diesen jedoch eine niederspannungsseitige Vermaschung mit den Nachbarstationen nicht möglich ist, müssen die Arbeiten in den Betriebspausen,

also in der Regel sonntags, durchgeführt werden. Das Risiko ist also immer die fehlende Reserveeinspeisung während des Umstellungsablaufs.

Umstellungsgebiete in Hamburg

Im Bild 7 sind diejenigen Teile des Versorgungsgebietes des HEW durch Schraffur gekennzeichnet, die von der Umstellung betroffen werden. Zu dem ursprünglich vorhandenen 6-kV-Versorgungsgebiet sind durch das Groß-Hamburg-Gesetz von 1937 Gebiete hinzugekommen, in denen mit 5 kV und 10 kV verteilt wird.

Im Osten ist das erwähnte ländliche 6-kV-Freileitungsgebiet bereits umgestellt worden. Ein kleiner Teil, der den Bezirk Bergedorf enthält, ist noch umzustellen. Im Westen ist die Umstellung für das gesamte 5-kV-Gebiet und angrenzende 6-kV-Gebietsteile beschlossen worden, wofür einige Jahre vorgesehen sind. Ein Teil ist bereits umgestellt oder in der Umstellung begriffen.

An die Umstellung der waagrecht schraffierten 6-kV-Gebiete ist vorerst nicht gedacht. Wenn sie doch einmal kommen sollte, dann wahrscheinlich von den Randgebieten her, in denen kein 25-kV-Netz vorhanden ist. Die inneren Stadtgebiete sind von einem dichten 25-kV-Netz durchzogen und haben wegen ihrer hohen Belastungsdichte entsprechend geringe Abstände der Abspannwerke und entsprechend kurze 6-kV-Schleifen. Eine Umstellung wird hier voraussichtlich nicht wirtschaftlich sein. Dagegen ist denkbar, daß sie einmal aus technischen Gründen durch den Lastanstieg erzwungen werden könnte.

Zusammenfassung

Die Spannungsumstellung von Kabelnetzen mit einer Nennspannung zwischen 4 und 7 kV auf 10 kV oder von 15 auf 20 kV, die von vielen Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen durchgeführt wird, ist eine technisch-wirtschaftliche Aufgabe, um die künftigen erhöhten Transportleistungen der Netze bewältigen zu können. Dabei ist die Weiterverwendung von 6-kV-Kabel für 10 kV und von 15-kV-Kabel für 20 kV davon abhängig zu machen, in welchem Zustand sich das Netz befindet und welchen Beanspruchungen es früher ausgesetzt war. Sie kann unter gewissen Voraussetzungen durchaus verantwortet werden.

Den Umstellungskosten der vorhandenen Netze sind die Ersparnisse an Aufwendungen und Verlustkosten für das umgestellte Netz bei erhöhter Transportleistung gegenüberzustellen. In der Regel wird sich ein erheblicher wirtschaftlicher Anreiz für die Umstellung ergeben, wenn man hierfür nur genügend lange Betrachtungszeiträume zugrunde legt. Eine Vorausplanung über 10 und mehr Jahre ist erforderlich. Hierbei sind nach Möglichkeit Einheitsquerschnitte für das Mittelspannungs-Kabelnetz und Einheitsgrößen für die Umspanner festzulegen.

Eine Umstellung auf 10 kV begünstigt die Einführung leistungsstarker und wirtschaftlicher Dreispannungsnetze 110 kV/10 kV/0,4 kV, denn sie erlaubt unter Umständen eine Zwischenspannung (z. B. 30 kV) zu überspringen. Die Aufgabe vorhandener 4-kV- und 5-kV- oder 6-kV-Netze zugunsten neuer 20-kV-Netze ist mehr als nur eine „Umstellung“. Sie wird in der Regel nur dort erwogen, wo ein 20-kV-Netz als übergeordnetes Netz bereits vorhanden ist. Ob eine Umstellung auf 10 kV oder ein neues Netz für 20 kV wirtschaftlicher ist, muß von Fall zu Fall geprüft werden. Eine Umstellung erfordert frühzeitige Vorbereitungen, z. B. durch die Beschaffung von umschaltbaren Umspannern und einen genauen Ablaufplan. Ihre Abwicklung kann durch den Einsatz von Sparttransformatoren unter Umständen erleichtert werden.

Schrifttum

- [1] Clausnitzer, W., u. Heumann, H.: Bestimmung einiger Potentialfelder in Kabeln an Modellen aus halbleitendem Papier. F & G-Rundschau 1950, Heft 30, S. 122–127.
- [2] Elektrizitätswirtschaft. Sonderheft „Kabel“. Juni 1960. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt a. M. 1960.
- [3] Bax, H.: Vorzugskabel. Elektr.-Wirtsch. Bd. 61 (1961) H. 3, S. 71–73.
- [4] Netzverluste. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt a. M. 1956.

Umstellung der Spannung in einem 15-kV-Netz

Von Günther Weidler, Rendsburg*)

DK 621.311.13

Die Spannungserhöhung bestehender Freileitungsnetze wird vielfach als Mittel zur Erhöhung ihrer Übertragungsleistung angewendet. Die Entscheidung hierüber hängt jeweils von dem entstehenden Kostenaufwand im Vergleich zu dem anderer Maßnahmen ab, wie Verstärkung des Querschnitts vorhandener Leitungen oder Errichtung weiterer Umspannstellen zwischen dem Netz der darüberliegenden Spannungsebene und dem Mittelspannungsnetz. Die Weiterverwendung der in dem umzustellenden Netz eingebauten Betriebsmittel muß besonders betrachtet werden. Die Durchführbarkeit der Umstellung in bezug auf die Weiterbelieferung der angeschlossenen Abnehmer ist von Bedeutung.

Maßnahmen zur Erhöhung der Leistungsdarbietung

Der ständig zunehmende Leistungsanstieg in den Stromversorgungsnetzen kann im Mittelspannungsbereich durch Verstärkung der vorhandenen Übertragungsanlagen sowie durch Verdichtung der Einspeisestellen aus dem jeweils überlagerten Netz aufgefangen werden. Bei Freileitungsnetzen ist der Verstärkung des Leiterquerschnitts auch deshalb eine Grenze gesetzt, weil hierbei der induktive Widerstand fast gleich bleibt. Die zusätzliche Einspeisung aus dem überlagerten Netz, im allgemeinen mit 110 kV, ist bei den wenig leistungsabhängigen Kosten für die Schaltanlagen und die Heranführung der überspannungsseitigen Speiseleitungen recht kapitalaufwendig. Sie setzt einen entsprechenden Leistungsanfall voraus, da Umspannereinheiten unter 30 MVA Nennleistung bei 110 kV wirtschaftlich nicht vertretbar sind. Insbesondere in Versorgungsgebieten mit geringer Lastdichte, wie sie beispielsweise in Schleswig-Holstein vorliegt, rechtfertigt die durch den Lastanstieg anfallende höhere Leistung häufig noch nicht die Errichtung neuer 110-kV-Umspannwerke. Man wird somit auf den Weg der Spannungserhöhung geführt. Die thermische Grenzleistung einer Übertragungsleitung nimmt nur linear mit der Spannung zu. Dagegen steigen sowohl die natürliche Leistung einer Leitung als auch die durch den Spannungsabfall begrenzte Übertragungsleistung mit dem Quadrat der Spannung an. In verzweigten Überland-Freileitungsnetzen werden die Leitungen nach dem Spannungsabfall bemessen. Daher kann man in diesen Netzen die quadratische Abhängigkeit der Übertragungsleistung von der Spannung zugrunde legen. Nur bei kurzen Leitungen kann man die thermische Belastbarkeit des Leiterquerschnitts ausnutzen.

Spannungserhöhung von 15 auf 20 kV

Die Spannungserhöhung bietet sich besonders bei 15-kV-Netzen an. Sie sind zumeist für die gleiche Reihenspannung isoliert wie 20-kV-Netze. Deshalb ist die Spannungserhöhung auf 20 kV ohne wesentlichen Kostenaufwand durchführbar und bringt dabei einen Gewinn an Übertragungsleistung von 78 % des bisherigen Wertes. Dabei bleibt der prozentuale Leistungsverlust unverändert [1]. Bei der zukünftigen Entwicklung der Spannungsstufung tritt schon aus rein wirtschaftlichen Überlegungen die Stufung 110 kV/20 kV in den Vordergrund. Somit wird die Betriebsspannung 15 kV „aussterben“ [2, 3]. Schon diese Feststellung zwingt dazu, der Umstellung vorhandener 15-kV-Netze auf 20 kV näherzutreten. Unter diesen Aspekten hat sich die Schleswig¹⁾ zur Umstellung ihres 15-kV-Netzes auf 20 kV entschlossen. Die geringe Versorgungsdichte im nördlichen

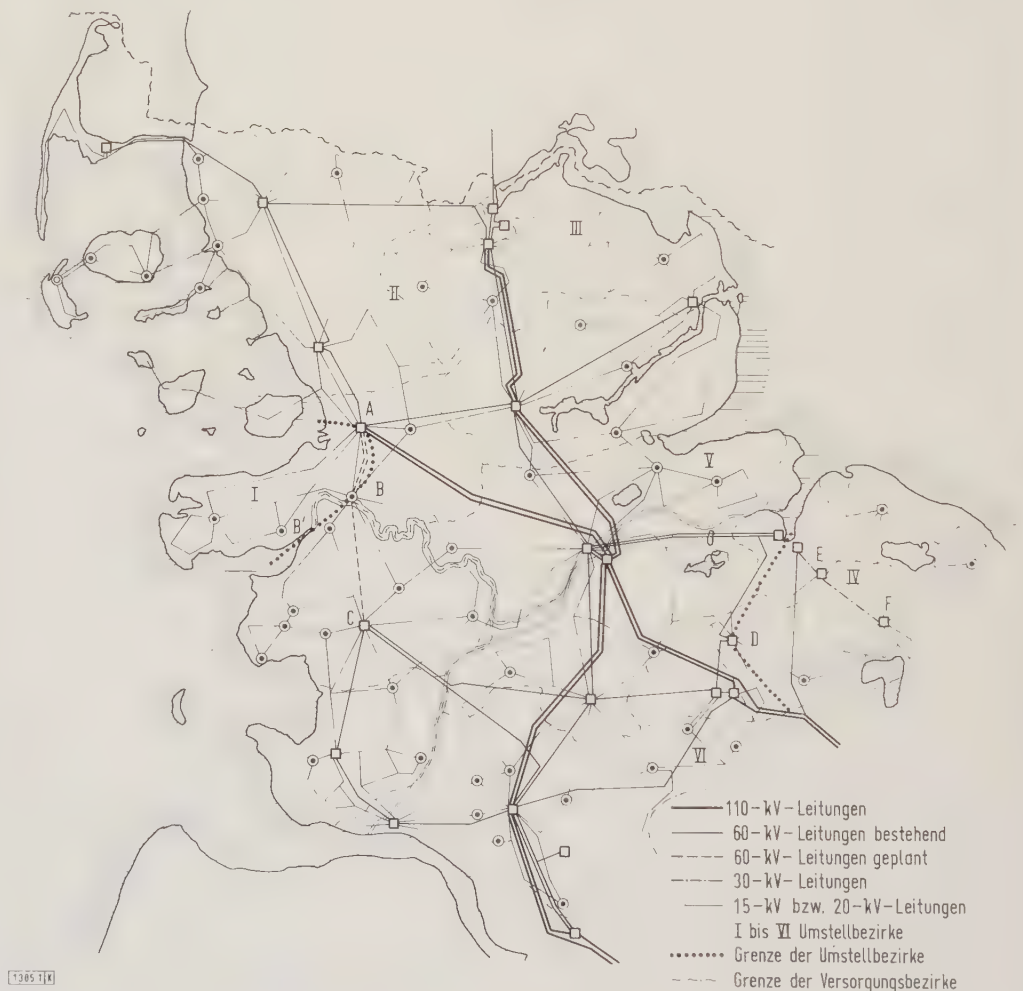


Bild 1. Umstellgebiete des 15-kV-Netzes der Schleswig.

I bis VI Umstellbezirke

A bis F Speisestellen des Netzes

Schleswig-Holstein schafft hier die besonderen Voraussetzungen für die Durchführung dieser Maßnahme.

Planung der Schleswig

Im Bezirk I (Bild 1) beträgt die Höchstlast bei einer durchschnittlichen Übertragungsstreckenlänge der 15-kV-Leitungen von 40 bis 45 km nur 4,6 MW, im Bezirk IV fallen bei einer Übertragungsstreckenlänge von 30 km 11,0 MW an. Der Bezirk I wird aus dem Umspannwerk A mit einer Oberspannung von 60 kV versorgt. Eine Stützung

*) Dipl.-Ing. G. Weidler ist Betriebsdirektor der Schleswig-Holsteinischen Stromversorgungs-AG in Rendsburg.

1) Schleswig = Schleswig-Holsteinische Stromversorgungs-AG.

des 60-kV-Netzes in A durch eine 110-kV-Einspeisung ist in Vorbereitung. Wegen der Gestalt des bestehenden 60-kV-Netzes und mit Rücksicht auf die örtlichen Gegebenheiten käme eine zusätzliche Speisestelle nur in B in Betracht. Sie erfordert neben der 60-kV-Schalt- und Umspannanlage die Errichtung einer 60-kV-Doppelleitung von 11 km Länge von A nach B oder ein Ringnetz von A über B nach C mit einer 34,0 km langen 60-kV-Einfachleitung. Diese Baumaßnahmen erfordern einen Kostenaufwand von 1,32 Mio. DM im ersten, von 2,02 Mio. DM im zweiten Falle. Dabei würde die Speisestelle B nach durchgeführten Netzmodelluntersuchungen noch außerhalb des Lastschwerpunktes dieses Bezirks liegen, ihre Errichtung in B' würde aus den schon angedeuteten örtlichen Gegebenheiten eine wesentliche Erhöhung des Kostenaufwandes bringen.

Ähnlich ist die energiewirtschaftliche Lage im Bezirk IV. Dieser wird zur Zeit aus einem 60-kV-Umspannwerk in D versorgt. Außerdem wird aus einer mit dem 60-kV-Netz gekuppelten 30-kV-Anlage in E eingespeist. Versorgungsschwierigkeiten gaben vor einigen Jahren Veranlassung, eine bestehende 15-kV-Leitung auf 30 kV umzustellen und in F eine zusätzliche 30-kV/15-kV-Einspeisung zu schaffen. Schon auf den ersten Blick dürfte klar sein, daß die Spannungsstufung 2:1 nicht im wirtschaftlichen Bereich liegt.

Tafel 1. Übersicht über die nicht umschaltbaren 15-kV-Umspanner der Schleswig nach Beschaffungsjahren.

Umspannerleistung kVA	Stückzahl der Lieferung		Ersparnisse an Leerlaufverlusten bei Umspannern aus der Lieferung vor 1950 kWh/Jahr	Neubeschaf- fungswert für Umspanner aus der Lieferung vor 1950 DM	
	vor 1950	nach 1950			
bis 30	405	7	—	—	
bis 75	645	99	$1,750 \cdot 10^6$	2 060 000,—	
bis 100	390	264	$0,960 \cdot 10^6$	1 400 000,—	
bis 500	272	623	$1,420 \cdot 10^6$	1 400 000,—	
insgesamt	1712	993	$4,130 \cdot 10^6$	4 860 000,—	
Gesamtzahl der Um- spanner bis 30 kVA Nennleistung	405	7	Gesamtzahl der Umspanner über 30 kVA Nenn- leistung	1307	986

Die geschilderte Ausbaumaßnahme wurde seinerzeit aus Kostengründen gewählt, weil sich die vorhandene 15-kV-Leitung von E nach F leicht auf 30 kV umstellen ließ und 30-kV-Umspanner aus der im südlichen Netz der Schleswig vorhandenen Spannungsstufung 110 kV/30 kV/10 kV vorhanden waren. Auf längere Sicht reichen aber die drei Einspeisungen bei der Verteilungsspannung 15 kV infolge des ausgedehnten Gebietes nicht aus. Die technisch und wirtschaftlich günstigste Lösung ist die Schaffung eines 110-kV-Stützpunktes in F und die Erhöhung der Verteilungsspannung auf 20 kV.

Ein Blick auf die Karte zeigt, daß auf die Dauer die Energiedarbietung auch in den Bezirken II, III, V und VI mit Entfernungen der speisenden Umspannwerke voneinander von 36 bis 40 km bei einer Verteilungsspannung von 15 kV nicht ausreichend sein wird. Als Richtwerte für den Abstand der speisenden Umspannwerke können 20 km bei 15 kV, 40 km bei 20 kV angesetzt werden. Damit wird die Übertragungsfähigkeit des Netzes bei der nur vorhandenen gleichmäßig verteilten Last mit verhältnismäßig geringer Dichte ohne zusätzliche einspeisende Umspannwerke auf längere Sicht noch ausreichend bleiben, wenn man auf 20 kV übergeht.

Die geschilderten Verhältnisse rechtfertigen also die Umstellung des Netzes auf 20 kV. Die Belastungsverhältnisse in den einzelnen Bezirken gestatten die Durchführung in verschiedenen Baustufen, die sich über etwa fünf Jahre erstrecken sollen. Die erste Baustufe betrifft den Bezirk I, als zweite Baustufe soll der Bezirk IV folgen. Die Durchführung

der Umstellung erfordert vorbereitende Maßnahmen, wie sie auf der Freileitungstagung in Hamburg im Jahre 1954 geschildert wurden [1].

Ausnutzung der Betriebsmittel

Umspanner

Bei der Neubeschaffung von Umspannern wurde der Bezirk I in der Zeit zuvor mit von 15 auf 20 kV umschaltbaren Umspannern neu bestückt. Hierfür wurde der seinerzeit beschriebene [1], über Deckel umschaltbare Typ gewählt, der für gleiche prozentuale Werte der Anzapfungen für beide Oberspannungen ausgelegt ist. Diese Umspannerausführung erfordert im Zeitpunkt der Umstellung nur einen geringen Zeitaufwand für die Umschaltung. Die in der folgenden Zeit beschafften umschaltbaren Umspanner werden im Bezirk IV eingebaut. Die dadurch freigewordenen Umspanner mit 15 kV Oberspannung stehen für Anforderungen aus den vorläufig zur Umstellung noch nicht vorbereiteten Netzbezirken zur Verfügung. Nach der Spannungsumstellung des Bezirks I und anschließend des Bezirks IV fallen für die Neubeschaffung nur noch Ortsnetzumspanner in nicht umschaltbarer Ausführung für 20 kV Oberspannung an. Diese werden dann in den umgestellten Bezirken eingesetzt; die dort aufgestellten umschaltbaren Typen stehen für den Einsatz in den neuen Umstellbezirken zur Verfügung. Damit entfallen künftig die Mehraufwendungen für die umschaltbaren Typen, die bei der genannten Ausführungsart je nach Nennleistung nach den Ermittlungen der Schleswig zwischen 8 und 13 % liegen. Der größere Wert gilt für die kleineren Nennleistungen, der kleinere für die größeren Nennleistungen, etwa über 250 kVA.

Nach Tafel 1 sind im Schleswig-Gebiet etwa 2700 Umspanner vorhanden, die nur für 15 kV Oberspannung ausgelegt sind. Davon stammen 1712 Stück aus den Herstellungsjahren vor 1950; diese haben also wesentlich höhere Leerlaufverluste als die heute gefertigten Ausführungen mit kornorientierten Blechen. Für Typengrößen bis 30 kVA Nennleistung besteht bei dem allgemeinen Leistungsanstieg zukünftig sowieso kein Bedarf mehr. Damit fallen nach Tafel 1 für Umwicklung oder Neubeschaffung 1307 Umspanner aus Beschaffungszeiten vor 1950 und 986 aus Beschaffungszeiten nach 1950 an. Das Umwickeln der Umspanner, die vor 1950 geliefert wurden, läßt sich nicht mehr rechtfertigen. Bei Annahme einer durch das Umwickeln heraufgesetzten Restlebensdauer von noch 15 Jahren und von 8 % Zinsen und unter Ansatz von 8 Pf je Verlust-kWh deckt die vorkapitalisierte Verlustersparnis, also der Barwert der Verlustersparnis mit 2,84 Mio. DM zuzüglich der Umwicklungskosten mit 1,7 Mio. DM, also zusammen 4,54 Mio. DM, fast den Aufwand für Neubeschaffung. Bei den Umspannern, die nach 1950 hergestellt wurden, sind die Leerlaufverluste im einzelnen im Hinblick auf die Vertretbarkeit des Umwickelns zu prüfen.

Spannungswandler

Im gleichen Maße müssen in dem Umstellbezirk jeweils umschaltbare Spannungswandler eingebaut werden. Die zweckmäßigste und einfachste Ausführungsform der umschaltbaren Spannungswandler ist, wie schon seinerzeit [1] gezeigt, diejenige mit angezapfter Sekundärwicklung, also mit zwei v-Klemmen, wovon v_1 der Oberspannung 15 kV und v_2 der Oberspannung 20 kV entspricht. Der Umfang dieser Auswechslungsmaßnahme ist gering, da Spannungswandler nur in den Schaltstationen aufgestellt sind und sonst nur noch für Hochspannungsmesssätze von Sonderabnehmern benötigt werden.

Freileitungen

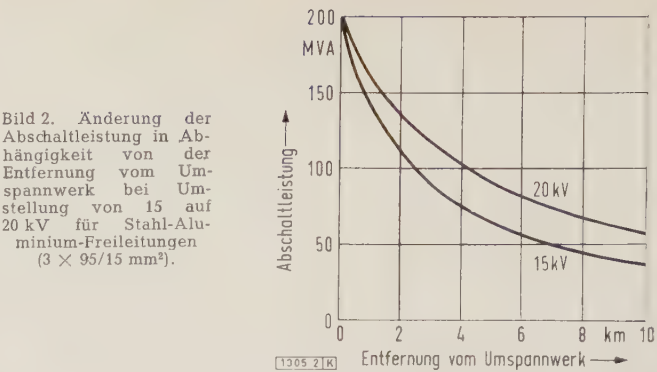
Die Freileitungsanlagen können ohne weiteres im Bereich des Schleswig-Netzes mit 20 kV weiterbetrieben werden. Im Laufe der letzten 20 Jahre wurden die Freileitungen sowohl wegen der Überalterung des Gestänges und der Isolatoren als auch wegen der nicht mehr ausreichenden Querschnitte neu mit Betonmasten und Vollkern-Hänge-

isolatoren des Typs VK 60 erstellt. Der VK 60-Isolator ist seit jeher, auch nach der Neufassung von VDE 0111, in bezug auf Wechsel- und Stoßspannungsfestigkeit für 20 kV Betriebsspannung ausreichend. Soweit in einzelnen Strecken Stützenisolatoren neu eingebaut wurden, hat man hierfür auch die 20-kV-Typen gewählt. Die Leiterabstände reichen ebenfalls für 20 kV aus. Denn in der Abstandsformel nach § 9 von VDE 0210/2.58 ändert sich nur der zweite Summand, nämlich $U_n/150$ kV, der nur eine Erhöhung des Leiterabstandes um 3 cm bringt. Das Mastkopfbild ist so bemessen, daß die Leiterabstände auch bei der Spannungserhöhung noch voll ausreichen.

Sofern die Isolation von 15-kV-Freileitungen nicht, wie in dem hier behandelten Fall des Schleswig-Netzes, von vornherein verstärkt ausgelegt ist, konnte nach den bisher gültigen Bestimmungen der Weiterbetrieb mit der erhöhten Spannung 20 kV unter Berücksichtigung der milden Formel für die Prüfwechselspannung nach VDE 0111/XI. 41, nämlich $2U + 10$ kV, verantwortet werden. Dabei mußte man sich selbstverständlich darauf berufen, daß für bestehende Anlagen nur die Einhaltung der Bestimmungen zur Zeit ihrer Erstellung gefordert wird, es sei denn, daß besondere Gefahren vorliegen [1]. In der Neufassung von VDE 0111 vom Februar 1961 sind für Freileitungen niedrigere Werte der Prüfwechselspannung als für die anderen Betriebsmittel festgelegt worden. Diese Neufassung der Leitsätze VDE 0111 gibt Anlaß, die Isolationsfrage von Freileitungen, deren Umstellung von 15 kV auf 20 kV vorgesehen ist, erneut einer allgemeinen Betrachtung zu unterziehen.

In Tafel 2 sind die für die Isolationsbemessung maßgebenden Werte nach der jeweils gültigen Fassung der Leitsätze 0111 einander gegenübergestellt. Der Vergleich zeigt, daß die heute gültigen Werte der Prüfwechselspannung etwa ebenso groß wie die seinerzeitigen Werte nach der milden Formel sind. Die Erhöhung gegenüber den Werten der milden Formel beträgt 5 kV. Die Prüfwechselspannung der früher verwendeten Stützenisolatoren des Typs HD 15 und VHD 15 beträgt ebenso wie bei dem Stützer der heutigen Norm 48 004 gemäß der unteren Hälfte der Zahlen-
tafel 53 kV. Etwa gleich sind die Werte der Prüfwechselspannung für zweigliedrige K 1-Ketten und eingliedrige K 3-Ketten. Die bisher übliche Isolation von 15-kV-Freileitungen reicht also in bezug auf die Prüfwechselspannung nach den heute gültigen Werten der Isolationsbemessung für 20 kV noch aus.

Die Stoßspannungsfestigkeit der Freileitungsisolation steht in keiner unbedingten Abhängigkeit zur Betriebsspannung. Sie ergibt sich nur aus der Koordination zu der Isolierung der Schaltanlagen einschließlich der Umspanner. Die Stoßspannungsfestigkeit der Freileitungsisolation soll mög-



lichst unter dem Isolationspegel der Schaltanlagen liegen. Da die Häufigkeit der Überschläge an Freileitungsisolatoren nur von deren Stoßspannungsfestigkeit, der Größe der Blitzströme und — bei geerdeten Masten — auch vom Ausbreitungswiderstand der Masterdungen abhängt, ändert sich die Gewittersicherheit der Freileitung bei gleichbleibender Isolation sowohl bezüglich Phasenüberschlägen als auch bezüglich rückwärtiger Überschläge nicht, wenn die Betriebsspannung erhöht wird. Sowohl von der Wechselspannungsfestigkeit als auch von der Stoßspannungsfestigkeit aus gesehen, liegen daher im allgemeinen keine Bedenken vor, die 15-kV-Freileitungsisolation mit 20 kV Betriebsspannung zu betreiben. Im übrigen liegen die Werte der 50 %-Überschlag-Stoßspannung der 15-kV-Isolatoren für den positiven Stoß — dieser Wert ist im allgemeinen niedriger als für den negativen Stoß —, wie Tafel 2 zeigt, über der Stehstoßspannung für 20 kV nach Reihe N.

Schaltanlagen

Die Isolation der Schaltanlagen wird für die Betriebsspannungen 15 und 20 kV von jeher für die gleiche Reihenspannung bemessen, so daß die Schaltanlagen ohne weiteres ausreichend isoliert sind. Außerdem ist zu berücksichtigen, daß für Schaltgeräte und -anlagen nach der Neufassung von VDE 0111 und VDE 0101 geringere Werte der Stoßspannungsfestigkeit ausreichend sind, wenn diese den Bedingungen der Reihe S genügen. Die Voraussetzungen dieser Reihe werden vielfach erfüllt sein, weil Überspannungsschutzgeräte vor den Einführungen der Schaltanlagen heute weitgehend eingebaut werden und weil sich wegen der Übersichtlichkeit des Zellenaufbaus sowie aus Gründen der Ersparnis an Gebäudekosten Kabeleinführungen der Freileitungen in die Schaltanlagen in großem Umfange eingebürgert haben.

Für die gebräuchlichsten Schalter mit Flüssigkeitslöschkammern ist die Abschaltleistung für Schalter der Reihe 20 im Bereich von 15 bis 23 kV konstant. Bei einigen Schalterarten liegt im Bereich der kleineren Typen die Abschaltleistung für 15 kV Betriebsspannung etwa 12,5 % niedriger als bei 20 kV Betriebsspannung.

An den Speisestellen des Netzes wird die Kurzschluß-Abschaltleistung mit Rücksicht auf den etwa ebenso großen Wert der Kurzschlußspannung der speisenden Umspanner die gleiche bleiben. Längs der Kurzschlußbahn des Netzes tritt zwar durch die Spannungssteigerung eine gewisse Erhöhung der Abschaltleistung ein. Die Auswirkung ist jedoch nur gering, weil die Abschaltleistung mit der Entfernung des Fehlers von der Speisestelle stark abnimmt, wie aus Bild 2 [1] hervorgeht. Im Zusammenhang mit der geschilderten gleichen oder erhöhten Abschaltleistung der Leistungsschalter für 20 kV können daher in bezug auf die Beherrschung der Kurzschlußleistung Schwierigkeiten bei der Spannungserhöhung in den Schaltanlagen nicht auftreten.

Kabel im Zuge der Freileitungen

Die Spannungsumstellung in Kabelnetzen wurde im einzelnen schon behandelt [4]. Mit zunehmender Bebauung

Tafel 2. Werte der Prüfwechsel- und Stoßspannung nach den jeweils gültigen VDE-Bestimmungen sowie Isolationspegel verschiedener Isolatoren.

Reihe	Prüfwechselspannung nach				Stehstoßspannung, unterer Pegel nach		
	VDE 0111/XI. 41		VDE 0111/8.53	VDE 0111/2.61	VDE 0111/8.53	VDE 0111/2.61	
	milde Formel	strenge Formel					
	kV	kV	kV	kV	kV	kV	
15	40	53	53	45	100	95	
20	50	64	64	55	125	125	
Isolationspegel der Isolatoren							
Isolatoren	1×VK 60 alter Typ	2× K 1	3× K 1	1× K 3	2× K 3	HD 15 VHD 15	St 15 nach DIN 48004
Prüfwechselspannung bei Regen kV	64	54	82	50	95	53	53
50%-Überschlagstoßspannung für positiven Stoß kV	190	225	305	150	275	160	145
							130

kann man auch in ländlichen Versorgungsgebieten die Einfügung von Kabelstrecken im Zuge der Freileitungen nicht umgehen, um die Ortsnetzstationen im Schwerpunkt der Belastung anordnen zu können. Die an das Freileitungsnetz angeschlossenen weiterverteilenden Stadtnetze bestehen in großem Umfange aus Kabeln. Die Spannungsumstellung von 15 auf 20 kV wirft besondere Fragen auf, so daß diese noch einer eingehenderen Betrachtung in bezug auf die Verwendbarkeit von Kabeln bedarf.

Es ist selbstverständlich, daß von dem Termin ab, an dem die Entscheidung für die Spannungsumstellung gefallen war, nur noch Kabel für 20 kV Betriebsspannung eingebaut wurden. Die dadurch entstehenden Mehrkosten, die bei allen Querschnitten etwa bei 11 % liegen, brauchen bei der Planung nicht besonders einkalkuliert zu werden, da letztlich nach der Umstellung des Netzes sowieso die gleichen Kabelkosten anfallen. Außerdem hat sich die erhöhte Isolation von Kabeln, die im Zuge von Freileitungsnetzen liegen, mit Rücksicht auf die Überspannungssicherheit ohnehin bewährt.

In den Anlagen der Schleswig und ihrer Abnehmer ist jedoch aus der vorhergehenden Zeit noch eine größere Anzahl Kabel in Betrieb, die nur für 15 kV Betriebsspannung ausgelegt sind. Besonders in den Anlagen der schon erwähnten weiterverteilenden Stadtnetze ist der Umfang dieser 15-kV-Kabel nicht unerheblich. Die vorgesehene Spannungsumstellung des Mittelspannungsnetzes erfordert jedoch, daß sich auch die weiterverteilenden Stadtnetze an der Spannungsumstellung beteiligen, da aus betrieblichen Gründen eine Belassung der Spannung von 15 kV an den Übergabestellen der weiterverteilenden Stadtnetze nicht vertretbar ist. Nach § 4 b) von VDE 0255/2.51 ist zwar festgelegt, daß die im ungestörten Betrieb dauernd zulässige Spannung die Nennwerte um höchstens 15 % überschreiten darf. Diese Spannungsfestlegung in der Vorschrift ist aber letztlich auf eine Sicherheitsabsprache zwischen Herstellern und Verbrauchern zurückzuführen, aus der nicht ohne weiteres hervorgeht, daß die Spannungserhöhung den Kabeln nicht zuträglich ist. Der Einfluß der Spannungserhöhung muß also im einzelnen untersucht werden.

Spannungsfestigkeit

In diesem Zusammenhang ist auf die Messungen mit der Estorffschen Funkenstrecke in Hochspannungsanlagen, die auf der letzten Tagung der Studiengesellschaft in Kassel beschrieben wurden [5], zu verweisen. Diese zeigten für ein 20-kV-Netz, daß die aufgetretenen Überspannungen wesentlich unter den Werten liegen, wie sie durch den Abstand der Pegelfunkenstrecken nach Tafel 5 des § 16 bzw. Tafel 9 des § 19 von VDE 0111/2.61 vorausgesetzt sind.

Wie schon in dem Absatz „Freileitungen“ ausgeführt ist, hängt die Stoßspannungsfestigkeit der Freileitungsisolierung nur bedingt von der Betriebsspannung ab. Wenn bei der Spannungserhöhung die Freileitungsinsolation nicht heraufgesetzt wird, bleibt die Koordination gegenüber den in Betrieb bleibenden Kabeln unverändert. Man kann ferner voraussetzen, daß diese Kabel im allgemeinen wenig durch atmosphärische Überspannungen beansprucht werden. Eine

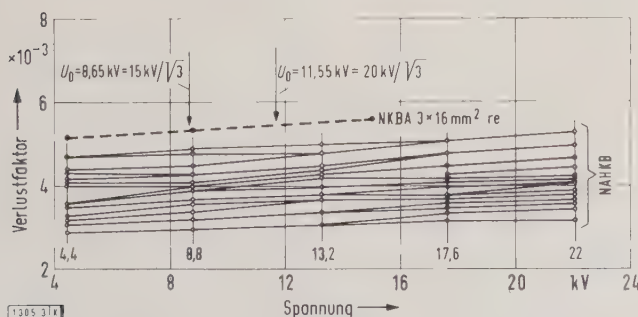


Bild 3. Verlauf des Verlustfaktors $\tan \delta$ von 15-kV-Kabeln in Abhängigkeit von der Spannung zwischen Leiter und Bleimantel nach verschiedenen Messungen an Kabeln des Fabrikats 1.

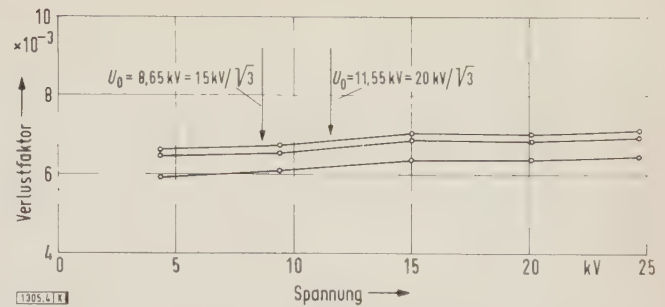


Bild 4. Verlauf des Verlustfaktors $\tan \delta$ von 15-kV-Kabeln in Abhängigkeit von der Spannung zwischen Leiter und Bleimantel nach verschiedenen Messungen an Kabeln des Fabrikats 2.

von der Freileitung her einziehende Wanderwelle wird nämlich an der Übergangsstelle zum Kabel abgesenkt und ihre Stirn verflacht. Außerdem sieht man zumeist Ventilableiter vor, wenn eine Freileitung über ein Kabel in eine Station eingeführt wird. Die hier mit betrachteten Stadtnetze sind an Schalt- und Umspannanlagen des Überlandnetzes, die jeweils mit Überspannungsschutz versehen sind, angeschlossen und enthalten im wesentlichen keine Freileitungsanteile, so daß sie Überspannungen atmosphärischen Ursprungs nur in geringem Maße ausgesetzt sind.

Bei der Beurteilung der Überspannungssicherheit der 15-kV-Kabel muß man außerdem die Stehstoßspannung des oberen Stoßpegels nach Reihe N mit 110 kV im Vergleich zu dem Schutzpegel von 80 kV der 20-kV-Ventilableiter betrachten, die künftig den Überspannungsschutz der Anlage übernehmen. (Über die Verwendbarkeit der Ableiter für 15 kV wird im Absatz „Überspannungsschutz“ berichtet.) Außerdem kann man die neu eingeführte Isolationsreihe S in Betracht ziehen. Der obere Stoßpegel nach Reihe S hat den gleichen Wert wie der nach Reihe 15 N. Die Voraussetzungen der Reihe S sind bei den geschilderten Anlagen gegeben. Weiter muß man sich vergegenwärtigen, daß nach Versuchen die Werte der Durchschlag-Stoßspannung mit 250 bis 350 kV für 15-kV-Kabel und 300 bis 400 kV für 20-kV-Kabel nahe beieinander liegen. Vom Gesichtspunkt der Überspannungssicherheit aus dürften daher Bedenken gegen die Spannungserhöhung auf 20 kV für die 15-kV-Kabel nicht vorhanden sein.

Dielektrische Verluste

Bei den Kabeln ab 15 kV Betriebsspannung kommt dem dielektrischen Verlustfaktor erhöhte Bedeutung zu. Unterhalb dieser Spannung muß bei der Bemessung der Dicke der Isolierung auch auf die mögliche mechanische Beanspruchung Rücksicht genommen werden; von der Spannung 15 kV ab hat dagegen die reine Spannungsfestigkeit den größeren Einfluß auf die Bemessung der Isolierung. Deshalb enthalten die VDE-Vorschriften vom Spannungswert 15 kV ab auch besondere Prüfbestimmungen in bezug auf den Verlustfaktor.

Eine Spannungserhöhung bringt jedenfalls die Gefahr des Wärmedurchschlags mit sich. Hierfür ist der Verlauf der Verlustfaktorkurven von Bedeutung. Von verschiedenen Herstellerfirmen wurden Verlustfaktorkurven an neuen 15-kV-Kabeln von 4,4 bis 22 kV bzw. 24 kV (zwischen Leiter und Bleimantel) aufgenommen. Wie Bild 3 und 4 zeigt, ist ihr Verlauf in diesem Bereich recht flach. Der Anstieg des Verlustfaktors $\tan \delta$ liegt danach vom 0,5-fachen bis zum 2,0-fachen Wert der normalen Leitererdspannung eines 20-kV-Netzes zwischen rd. $3 \cdot 10^{-4}$ bis $5 \cdot 10^{-4}$. Die Werte des Verlustfaktors und seines Anstiegs liegen in dem behandelten Bereich im übrigen weit unter den nach VDE 0255 zulässigen Höchstwerten. Der Knick in der $\tan \delta$ -Kurve, der den Beginn von Ionisierungserscheinungen anzeigt, befindet sich außerhalb des Bereichs der Bilder 3 und 4, liegt also wesentlich oberhalb des zweifachen Wertes der Sternspannung eines 20-kV-Netzes. Die Kurven gelten sowohl für Höchststädter- als auch für Drei-Bleimantelkabel. Außerdem ist in Bild 3 gestrichelt eine Kurve für

Gürtelkabel eingetragen. Danach befinden sich auch diese Kabel außerhalb der Gefahr des Wärmedurchschlags als Folge der Heraufsetzung der Betriebsspannung auf 20 kV.

Dem wird entgegengehalten, daß der Verlauf der Kurven bei Kabeln, die seit Jahren in Betrieb sind, mit Rücksicht auf die Lebensgeschichte der Kabel — Belastung der Kabel, Häufigkeit und Höhe von Kurzschlußbeanspruchungen — wesentlich anders sein kann. Hier kann auf die Untersuchungen, die an älteren Kabeln von 8 und 10 kV Betriebsspannung in der Schweiz durchgeführt wurden [6], verwiesen werden; sie zeigen, daß auch bei diesen der Knick der δ -Kurve oberhalb der Sternspannung, bezogen auf den erhöhten Wert der doppelten Betriebsspannung, liegt. Außerdem wurden in der Schweiz seinerzeit Dauerversuche an 10-kV-Kabeln, die 14 Jahre lang mit 8 kV betrieben worden waren, mit 20 und 26 kV und dazu noch bei ungünstiger Strombelastung durchgeführt. Zwei Versuchsabschnitte hielten dieser Beanspruchung mehr als drei Jahre lang störungsfrei stand. Nur an einer dritten Versuchsstrecke traten bei Betrieb mit der dreifachen Spannung etwa nach einem halben Jahr Betriebsdauer Durchschläge zwischen zwei Adern auf, zuerst in einem Endverschluß unter dem Bleimantel, ein zweiter etwa 15 m vom Endverschluß entfernt.

Anschließend wurden an den ersten beiden Versuchsabschnitten Messungen der Temperatur und des dielektrischen Verlustfaktors durchgeführt. Bild 5 zeigt die in [6] veröffentlichten Versuchsergebnisse. Bei Betrieb mit 20 kV, also dem doppelten Wert der Nennspannung der untersuchten 10-kV-Kabel, bleibt der Verlustfaktor noch im Bereich der zulässigen Werte. Das Kabel war vier Jahre ohne Störung mit der Spannung 20 kV in Betrieb. Nur der Betrieb

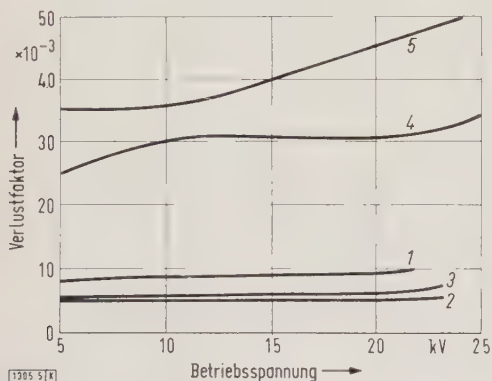


Bild 5. Verlauf des Verlustfaktors von 10-kV-Kabeln ($3 \times 25 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) nach [6].

1, 2, 3 Kabelstrecke mit dauernd anliegender Spannung von 20 kV nach Messung im kalten Zustand (Kurve 1), nach Erwärmung durch 100 A Belastung (Kurve 2) und nach 18-stündiger Abkühlung (Kurve 3)

4, 5 Kabelstrecke mit dauernd anliegender Spannung von 26 kV nach Messung im kalten Zustand (Kurve 4) und nach Erwärmung durch 100 A Belastung (Kurve 5)

des anderen Kabels mit 26 kV hat seine Isolation nachträglich beeinflusst. Bei der in diesem Fall zur Behandlung stehenden Spannungserhöhung von 15 auf 20 kV wird die Spannung aber nur auf das 1,3-fache des bisherigen Wertes heraufgesetzt, so daß dementsprechend wesentlich günstigere Verhältnisse als bei den geschilderten Versuchen vorliegen. Somit dürften keine Bedenken gegen die Spannungserhöhung von 15-kV-Kabeln bestehen, die schon mehrere Jahre in Betrieb waren.

Feldstärke

Auch die an der Leiteroberfläche auftretenden Feldstärken können keinen Anlaß zur Besorgnis geben. In Tafel 3 sind die maximalen Feldstärken an der Leiteroberfläche bei Höchststädter- und Drei-Bleimantelkabeln für 15 und 20 kV Betriebsspannung angegeben, wobei für die 15-kV-Kabel die Werte bei dem Betrieb mit 15 und 20 kV aufgetragen sind. Selbstverständlich liegen die Werte der Feldstärken bei kleineren Querschnitten höher als bei grö-

Tafel 3. Effektivwerte der maximalen Feldstärken bei 15- und 20-kV-Kabel.

Querschnitt q mm ²	Effektivwert der maximalen Feldstärke			Verhältnis der maximalen Feldstärken bei 15-kV-Kabeln, die mit 20 kV betrieben werden, zu den bei 20-kV-Kabeln
	bei 15-kV-Kabeln betrieben mit 15 kV kV/mm	20 kV kV/mm	bei 20-kV- Kabeln kV/mm	
16	3,5	4,7	4,2	1,12
25	3,1	4,1	3,6	1,14
35	2,9	3,9	3,4	1,15
50	2,8	3,7	3,2	1,15
70	2,7	3,6	3,0	1,16
95	2,5	3,4	2,9	1,16
120	2,5	3,3	2,8	1,17

ßeren. Man sieht aber aus Tafel 3, daß die Höhe der Feldstärke bei Betrieb von 15-kV-Kabeln mit 20 kV nicht so wesentlich über den Betriebspunkt für 20-kV-Kabel liegt. Die letzte Spalte in Tafel 3 zeigt das Verhältnis der Feldstärke an 15-kV-Kabeln bei Betrieb mit 20 kV zu der Feldstärke an 20-kV-Kabeln bei Betrieb mit Nennspannung. Die Feldstärke erhöht sich also nur um etwa 12 bis 17 %, wobei der höhere Wert den größeren Querschnitten zufällt. Tafel 3 bezieht sich zwar nur auf Höchststädter- und Drei-Bleimantelkabel. Bei Gürtelkabeln ist selbstverständlich die Isolationsbeanspruchung des Isolierstoffes ungünstiger. Dafür sind aber auch die Wanddicken der Isolierung stärker als bei der ersteren Art von Kabeln, so daß damit auch für diese Kabel etwa gleiche Verhältnisse vorausgesetzt werden können.

Aus der Formel für die maximale Feldstärke eines Einleiterkabels

$$E_{\max} = \frac{U_{LM}}{0,5 d \cdot \ln(D/d)}$$

mit U_{LM} als Spannung zwischen Leiter und Bleimantel, d als Leiterdurchmesser und D als Außendurchmesser kann man eine Gleichung für die wirtschaftliche Ausnutzung des Werkstoffes ableiten. Die Rechnung ergibt, daß der Leiterdurchmesser das 0,37-fache des Außendurchmessers sein muß. Gemäß Tafel 4 liegt dieses Verhältnis bei 20-kV-Kabeln niedriger als bei 15-kV-Kabeln, bei den geringeren Querschnitten liegt es unter dem Bestwert 0,37, und erst bei höheren Querschnitten überschreitet es den errechneten Bestwert.

In den Anlagen der Schleswig bestehen daher keinerlei Bedenken, die 15-kV-Kabel später mit der höheren Betriebsspannung weiterzubetreiben. Den weiterverteilenden Stadtwerken ist zu empfehlen, sofern sie ihrerseits Bedenken haben sollten, einmal an Probestücken der verlegten Kabel den tatsächlichen Verlauf der Verlustfaktorkurve nachzuprüfen, zum anderen Gleichspannungsprüfungen an den verlegten Kabeln vorzunehmen. Von einem bedeutenden Kabelwerk der Bundesrepublik wird hierfür eine Prüfgleichspannung von 90 kV Leiter gegen Erde mit einer Prüfdauer von

Tafel 4. Verhältnis des Leiterdurchmessers d zum Durchmesser der Isolierung D bei 15- und 20-kV-Kabeln.

Querschnitt q mm ²	Durchmesser Verhältnis d/D	
	15-kV-Kabel	20-kV-Kabel
16	0,334	0,290
25	0,416	0,368
35	0,457	0,408
50	0,5	0,45
70	0,546	0,496
95	0,583	0,535
120	0,612	0,563

20 min vorgeschlagen. Diese Prüfmethode dürfte aber nach den Bestimmungen im § 11 von VDE 0255/2. 51 wesentlich zu hoch sein, da VDE 0255 für fertige Kabelanlagen nur noch einen Wert von 69 kV, allerdings mit einer Prüfdauer von 60 min vorsieht.

Überspannungsschutz

Mit der Erhöhung der Netzspannung steigt nach den Festlegungen der VDE-Bestimmungen auch der Wert des Schutzpegels. Die Einhaltung eines bestimmten Schutzpegels wird durch den Einbau von Überspannungsableitern gewährleistet. Ansprechstoßspannung und Ansprechwechselspannung stehen aus den Konstruktionsgegebenheiten in einem bestimmten Verhältnis — genannt der Stoßfaktor — zueinander. Der Stoßfaktor liegt bei etwa 1,1. Es bestehen kaum Bedenken, in dem auf 20 kV umgestellten Netz Ableiter für den niedrigeren Stoßansprechwert der 15-kV-Ventilableiter, nämlich 60 kV anstatt 80 kV, zu belassen. Praktisch würde dadurch der Schutzpegel gesenkt, und damit hat das Netz einen besseren Schutz gegen Überspannungen. Andererseits liegt dann aber auch der Wechselansprechwert im Verhältnis zur Betriebsspannung niedriger.

Nach den VDE-Bestimmungen beträgt die Wechselansprechspannung für Ventilableiter das 2,0- bis 2,5-fache der Betriebsspannung. Bei den bekannten Fabrikaten liegt die Wechselansprechspannung für 15-kV-Ableiter bei 31 bis 36 kV, für 20-kV-Ableiter bei 41 bis 50 kV. Durch diese Festlegung soll ein zu häufiges Ansprechen der Ableiter infolge von inneren Überspannungen ausgeschlossen werden. Durch Messungen, über die auf einer früheren Vortragstagung der Studiengesellschaft berichtet wurde [7], hat man im Erdschlußfall Überspannungen bis zum Zweifachen der Sternspannung ermittelt. Für 20 kV Betriebsspannung bleiben damit die Überspannungen im Erdschlußfall noch unterhalb der Ansprechgrenze für 15-kV-Ableiter.

Andererseits ist aber die am Ableiter anliegende Spannung auch entscheidend für seine Löschfähigkeit. Nach den Leitsätzen VDE 0675/9. 57 ist als Löschspannung das 1,21-fache (das ist das $1,05 \times 1,15$ -fache) der Nennspannung angegeben. Das würde also 18,1 kV bei 15 kV Nennspannung sein. Demgegenüber geben manche Herstellerfirmen in ihren Druckschriften an, daß die Löschfähigkeit noch bis zum 1,3-fachen der Nennspannung gewährleistet ist. Bei Untersuchung neuer Ableiter wurden durch die Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen Werte der Löschspannung vom 1,4-fachen der Nennspannung ermittelt, so daß man die Möglichkeit des Weiterbetriebes der eingebauten 15-kV-Ventilableiter mit 20 kV erörtern könnte. Jedenfalls würde sich dann aber im Erdschlußfall die anliegende Spannung insbesondere bei Überhöhung der Betriebsspannung 20 kV an der Grenze der Löschfähigkeit der Ableiter befinden, zumal ja der mögliche höchste Wert der Betriebsspannung 23 kV betragen kann. Es besteht damit die Gefahr, daß Ausfälle von Ableitern häufiger eintreten. Man muß berücksichtigen, daß der Ableiter-Folgestrom etwa mit der 4. Potenz der Spannung zunimmt. Daraus ergibt sich, daß eine Erhöhung der Löschspannung zu Überlastungen und damit zu Schäden an den Ableitern führen kann. Wenn man versuchsweise Ableiter für 15 kV Betriebsspannung mit 20 kV weiterbetreibt, muß auf jeden Fall vorausgesetzt werden, daß sie einen entsprechenden Schutz gegen Überdruck haben, um Gefährdungen des Betriebspersonals oder sonstiger Personen im öffentlichen Verkehrsraum zu verhindern.

Es besteht die Möglichkeit, die vorhandenen 15-kV-Ventilableiter durch Auswechslung der spannungsabhängigen Widerstände für 20 kV Betriebsspannung brauchbar zu machen, da sich gemäß den letzten Entwicklungen auf dem Gebiet der Überspannungsableiter die Höhe der Widerstandsstapel wesentlich verringert hat. Trotzdem bleibt dann immer noch die im Verhältnis zur neuen Betriebsspannung niedrige Wechselansprechspannung. Ein völliger Umbau der Ableiter lohnt sich selbstverständlich nicht, weil ja dann letztlich nur die Gehäuse erhalten blieben. Es ist also im wesentlichen empfehlenswert, bei Ventilablei-

tern zu einem Austausch der Ableiter überzugehen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die eingebauten Ableiter, wenn man auf die Entwicklung auf diesem Gebiet in den letzten Jahren zurückblickt, doch schon wesentlich überaltert sind und damit ein Ersatz durch die modernen Typen vertretbar wird. Die neuen Ausführungen, die aus der Entwicklung des Ableiters für 2,5 kA Ableitstrom entstanden sind und neuerdings auch für 5 kA Ableitstrom ausgelegt werden, sind preislich wesentlich günstiger als die früheren Typen.

In dem Bezirk der ersten Baustufe der Umstellung des Schleswig-Netzes sind etwa 250 Ventilableiter eingebaut. Ihr Austausch erfordert einen Kostenaufwand von etwa 35 000,— DM. Der Austausch der Ableiter kann vorbereitet werden, da ja keinerlei Bedenken bestehen, den betreffenden Bauabschnitt für eine Übergangszeit bei dem noch erfolgenden 15-kV-Betrieb mit dem etwas höheren Schutzpegel des 20-kV-Betriebes zu betreiben. Dazu kommen etwa 300 Rohrableiter. Bei diesen läßt sich durch Änderung der Funkenstrecke ein Umbau des Ableiters für die höhere Betriebsspannung durchführen. Die Löschfähigkeit ist durch die Abschaltleistung des Rohrableiters gegeben.

Erdschlußkompensation

Mit der Erhöhung der Betriebsspannung erhöht sich der Erdschlußstrom im gleichen Verhältnis. Das gesamte 15-kV-Netz der Schleswig, das in den verschiedenen Baustufen zur Umstellung vorgesehen ist, hat z. Z. einen Erdschlußstrom von etwa 1200 A, so daß in Zukunft die Spulen für zusätzlich 400 A ausgelegt werden müssen. Der Kostenaufwand hierfür beträgt 110 000,— DM bei einem spezifischen Kostenwert (einschließlich Einbau) von 275,— DM/A.

Der laufende Ausbau des Netzes und die Notwendigkeit, im Bereich von neuen Siedlungsgebieten Kabel im Mittelspannungsnetz zusätzlich zu verlegen, führt sowieso zu einer fortschreitenden Erhöhung des Erdschlußstromes. Es liegt daher schon im Bereich der allgemeinen Netzplanung, wenn innerhalb des diesjährigen Bauprogramms zusätzlich Spulen für 520 A Spulenstrom beschafft werden. Die in Auftrag gegebenen Spulen werden bereits für die Nennspannung von 12 kV ausgelegt und erhalten eine Wicklungsanzapfung für die Nennspannung 9 kV. Sie sind somit ohne weiteres für den 20-kV-Betrieb brauchbar. In der zusätzlichen neuen Spulenleistung liegt schon eine Reserve für die Zukunft, die damit anteilmäßig die Erhöhung des Erdschlußstromes durch die Spannungserhöhung mit erfaßt. Vorhandene 15-kV-Spulen können bei Umstellung auf 20 kV weiterverwendet werden, wenn der Betrieb mit der Sternspannung 12 kV unter Berücksichtigung der zulässigen Höhe des Spulenstromes stattfindet. Sternpunktbildner sind im gleichen Maße wie die normalen Netztransformatoren auszutauschen oder umzuwickeln. In der ersten Ausbaustufe entstehen bei der Schleswig durch die Neubeschaffung der Erdschlußlöschspulen keine zusätzlichen Kosten.

Blindstromkompensation

Im 15-kV-Netz der Schleswig ist bisher die Blindstromkompensation auf die Abnehmer beschränkt. Durch die Tarifgestaltung ist diesen auferlegt, den in ihren Anlagen anfallenden Blindstrom selbst zu kompensieren. Damit bei steigender Netzlast die Spannung gehalten werden kann, muß künftig auch der Blindstromanteil des Mittelspannungsnetzes ausgeglichen werden.

Die zu beschaffenden 15-kV-Kondensatorbatterien sind dann jeweils für die Anschaltung einer zusätzlichen 5-kV-Batterie mit ein Drittel der Leistung der 15-kV-Batterie auszulegen [1]. Die 15-kV-Batterien muß man schon bei der Fertigung für diese Anschaltung abgleichen, um Unsymmetrien bei der Anschaltung der 5-kV-Batterien auszuschließen. Bei der späteren Umstellung des jeweiligen Netzbezirks fällt durch die Anschaltung ein Drittel zusätzlicher kapazitiver Blindleistung an; sie trägt dem Anstieg der induktiven Blindlast der Leitungen Rechnung.

Durchführung der Umstellung in der ersten Baustufe

Die Umstellung in der ersten Baustufe soll im Zusammenhang mit der Erweiterung der 60-kV/15-kV-Anlage in A (Bild 1) durchgeführt werden. Wie schon anfänglich ausgeführt, erhält das 60-kV-Netz in A eine zusätzliche Einspeisung aus dem 110-kV-Netz. Die gesamte Schaltung ist aus Bild 6 ersichtlich. Im Punkt A entsteht also in der ersten Ausbaustufe eine „Nahtstelle“ zwischen dem neuen 20-kV-Netzteil und dem alten 15-kV-Netz. Für eine entsprechende

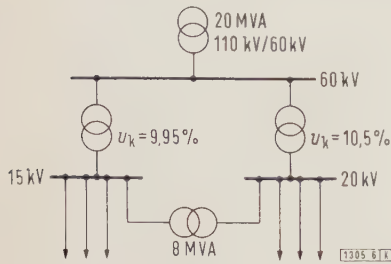


Bild 6. Schaltung des Umspannwerks A für Speisung des Umstellbezirks I.

Übergangszeit wird die Mittelspannungs-Schaltanlage mit zwei Sammelschienen — die eine für 15 kV und die andere für 20 kV — betrieben. Die eine Sammelschiene wird durch einen 60-kV/15-kV-Umspanner und die andere durch einen 60-kV/20-kV-Umspanner gespeist. Zur Vorbereitung der Spannungsumstellung von 15 auf 20 kV sind alle in den letzten Jahren für die Speisung des Mittelspannungsnetzes neu beschafften Großumspanner unter Deckel umschaltbar von 15 auf 20 kV gebaut. Die dadurch entstehenden Mehrkosten sind bei der Neubeschaffung der Umspanner ohne große Bedeutung. Einer dieser neu beschafften Umspanner wird also im Zeitpunkt der Inbetriebsetzung der neuen Anlage ausgetauscht und im Umspannwerk A aufgestellt. Die Speiseumspanner, die noch nicht auf der Unterspannungsseite umschaltbar sind, können später noch umgewickelt werden. Entsprechende Kostenprüfungen liegen dafür noch nicht vor. Andererseits besteht die Möglichkeit, diesen Umspannern Sparumspanner nachzuschalten, welche die Spannung von 15 auf 20 kV heraufsetzen.

Für die erste Ausbaustufe wird zur Kupplung zwischen der 15- und 20-kV-Sammelschiene ein Zwischenumspanner entsprechend der möglichen Kuppelleistung zwischen 15- und 20-kV-Netz aufgestellt, der als Reserve bei Ausfall eines der beiden 60-kV-Umspanner dient. Derartige Umspanner werden auch fortlaufend an den „Nahtstellen“ der einzelnen Umstellbezirke gegen die noch mit 15 kV betriebenen Netzteile erforderlich. Der Einbau von Sparumspannern ist für diesen Fall vertretbar. Diese kosten für die von der Schleswig vorgesehene Durchgangsleistung von 8 MVA etwa halb so viel wie ein gleichgroßer Isolierumspanner, an Verlusten treten wesentliche Verminderungen ein.

Wenn in einem gelöschten Netz ein Sparumspanner eingesetzt wird, dann muß nach VDE 0101, § 12 d, die Isolation der auf der Unterspannungsseite angeschlossenen Anlage nach der Reihenspannung der Oberspannungsseite bemessen sein. Diese Bestimmung ist für den vorliegenden Fall des 15-kV/20-kV-Netzes erfüllt. Durch die obigen Ausführungen wurde ja gerade gezeigt, daß das 15-kV-Netz ohne weiteres mit der höheren Spannung von 20 kV betrieben werden kann.

Die erwähnten VDE-Vorschriften berücksichtigen die im Erdschlußfall eintretenden Spannungsverhältnisse. Bei einem Erdschluß im 20-kV-Netz erhöht sich nämlich die Spannung der nicht erdschlußbehafteten Leiter im 15-kV-Netz gemäß Bild 7 über den bei normalem 15-kV-Betrieb üblichen Wert von 15 kV. Nach dem Zeigerbild ergibt sich bei der Übersetzung 15 kV/20 kV eine Spannung der nicht erdschlußbehafteten Leiter im 15-kV-Netz von 17,7 kV. Im Betrieb muß jedoch damit gerechnet werden, daß das Netz mit einer Spannung betrieben wird, die über den Nennwerten 15 bzw. 20 kV liegt. Bei einer Spannung vom 1,05-fachen des Nennwertes erhöht sich der vorher errechnete Wert auf etwa 18,6 kV. Mit dieser Spannung werden dann

die im 15-kV-Netzteil eingebauten, noch für 15 kV ausgelegten Ortsnetzumspanner, die also für eine Prüfspannung von 40 kV isoliert sind, an den Klemmen gegen Erde beansprucht.

Die Spannung, die bei einem Erdschluß an den gesunden Leitern gegen Erde auftreten kann, liegt zwar über dem Wert von 17,5 kV, der nach den älteren VDE-Regeln für Transformatoren zulässig ist, sie ist aber so unwesentlich höher, daß nach Ansicht der Transformatorenhersteller keine Bedenken gegen den geschilderten Betrieb der Ortsnetzumspanner bestehen. Das wird auch durch die guten Erfahrungen der Schleswig in ihrem 10-kV-Netz bestätigt, das mit einer Spannung von 12 kV betrieben wird, obwohl die Umspanner nur für die Nennspannung 11 kV ausgelegt sind.

Da es sich bei dem jeweiligen 15-kV-Netzteil um angrenzende Bezirke handeln wird, die in der nächsten Baustufe umgestellt werden sollen, werden außerdem die 15-kV-Transformatoren schon weitgehend auf umschaltbare Typen für 15 kV/20 kV ausgewechselt, die bereits für die höhere Prüfspannung 50 kV bemessen sind. Diese Transformatoren sind dann ohne weiteres für die höheren Leitererdspannungen im Falle eines Erdschlusses im 20-kV-Gebiet ausgelegt.

An den im 15-kV-Netzteil eingebauten Erdschlußspulen liegt bei einem Erdschluß im 20-kV-Netz eine Sternpunkt-erdspannung von $20 \text{ kV} / \sqrt{3}$ an, die Spulen nehmen also einen induktiven Strom wie im 20-kV-Netzbetrieb auf. Es muß also beobachtet werden, daß die Spulen im 15-kV-Netzteil so eingestellt werden, daß keine längerdauernde Überlastung eintritt. Die ermittelte Spannung von 18,6 kV liegt im übrigen an der Grenze der Löschspannung der 15-kV-Ventilableiter, die vorher mit 18,1 kV angegeben wurde. Die geringe Überschreitung wird man für den 15-kV-Netzteil verantworten können, zumal der Einsatz der Sparumspanner nur im Reservefall in Frage kommt, andererseits Erdschlüsse sowieso baldmöglichst abgeschaltet werden sollen.

Bei Sparumspannern muß beachtet werden, daß diese nicht kurzschlußsicher sind. Eine Begrenzung der Kurzschlußleistung auf den für den Sparumspanner zulässigen Wert muß gewährleistet sein. Man wird Sparumspanner für einen möglichst hohen Nennkurzschlußstrom, etwa gleich dem 30-fachen des Nennstromes, auslegen. Als Kurzschlußspannung kommt etwa 2,5 % in Frage. Der vorgeschaltete Hauptumspanner mit einer üblichen Kurzschlußspannung von etwa 10 % gewährleistet dann zusammen mit der Kurzschlußspannung des Sparumspanners, daß der zulässige Nennkurzschlußstrom nicht überschritten wird.

Das Umschalten des jeweiligen Netzteils einer Baustufe läßt sich dadurch, daß die Ortsnetzumspanner — wie anfänglich ausgeführt — über Deckel von 15 auf 20 kV umschaltbar sind, in wenigen Stunden durchführen. Es wird jeweils der betreffende Netzteil für einige Stunden außer Betrieb genommen.

In dieser Zeit werden die Ortsnetzumspanner durch Umstellen des entsprechenden Schaltebels auf dem Transformatordeckel umgeschaltet. Die Umspanner haben neben dem über Deckel bedienbaren Spannungsumsteller einen Anzapfschalter in

Sonderausführung für fünf Stellungen [1], so daß man gleiche Werte für

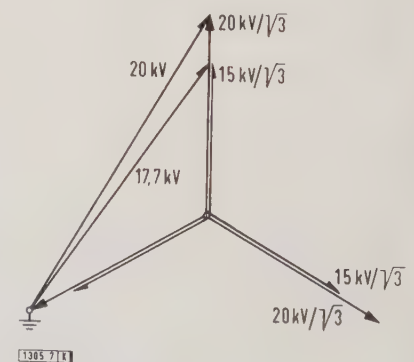


Bild 7. Spannungen im Erdschlußfall bei Kupplung des 15-kV- und 20-kV-Netzes über Sparumspanner.

die Anzapfungen der Oberspannungswicklung bei 15 kV und 20 kV erreicht. Neben dem Spannungsumsteller ist auch der Anzapfschalter einzustellen. Nach Durchführung dieser Maßnahme kann dann das Netz von dem speisenden Umspannwerk mit der erhöhten Spannung in Betrieb genommen werden.

Wenn Impedanzrelais für den Netzschutz verwendet werden, so ist zu beachten, daß die Sekundärimpedanz infolge der Änderung des Übersetzungsverhältnisses der Spannungswandler auf 75 % der vorher gültigen Werte zurückgeht. Der Meßbereich der einzelnen Stufen wird also rd. 33 % größer. Die Impedanzrelais im Mittelspannungsnetz erfassen also jeweils größere Streckenlängen. Insbesondere reicht die Schnellstufe nach dem Umschalten der Wandler über die nächste Relaisstation hinaus. Damit der Selektivschutz nach der Umstellung des Netzes einwandfrei arbeitet, müssen die Relais nacheinander auf die kleinere Sekundärimpedanz eingestellt werden.

Zusammenfassung

Die Umstellung der Netzspannung von 15 auf 20 kV ist ohne wesentlichen Aufwand durchführbar, wenn die entsprechenden vorbereitenden Maßnahmen schon in den vor-

hergehenden Jahren durchgeführt wurden. Im besonderen ist wesentlich, daß man auf die neue Betriebsspannung ohne länger dauernde Unterbrechungen der Stromlieferung umschalten kann. Es ist erforderlich, vorher planmäßig die Umspanner und Spannungswandler sowie gegebenenfalls die Überspannungsableiter auszuwechseln und die einspeisenden Umspannanlagen ebenfalls vorher für die neue Betriebsspannung vorzubereiten. Die Verwendung von Sparumspannern zwischen den beiden Netzteilen für 15 und 20 kV erfordert besondere Voraussetzungen.

Schrifttum

- [1] Weidler, G.: Umstellung von Freileitungsnetzen von 15 kV auf 20 kV. Elektr.-Wirtsch. Bd. 53 (1954) S. 772–778.
- [2] Hameister, G.: Bisherige und künftige Betriebsspannungen. Elektr.-Wirtsch. Bd. 59 (1960) S. 53–57.
- [3] Hameister, G.: Zur Frage der Spannungsstufung. Elektr.-Wirtsch. Bd. 59 (1960) S. 533–534.
- [4] Müller-Guntrum, U.: Spannungsumstellung von Kabelnetzen. ETZ-A Bd. 82 (1961) H. 22, S. 702–709.
- [5] Bretschneider, G., u. Dorsch, H., u. Zube, B.: Messungen mit Estorffschen Funkenstrecken in Hochspannungsanlagen. ETZ-A Bd. 81 (1960) S. 617–622.
- [6] Schilling, E.: Untersuchungen über die Eignung von verlegten 8- und 10-kV-Kabeln für höhere Betriebsspannung. Bull. Schweiz. elektrotechn. Ver. Bd. 45 (1954) S. 169–173.
- [7] Weidler, G.: Erfahrungen im Überspannungsschutz von Mittelspannungsnetzen. Techn. Ber. Nr. 169 (1953) S. 49–61. Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen, Berlin und Ruit über Eßlingen a. N.

Aus der Praxis der Umstellung der Spannung auf 20 kV in einem Überlandnetz

Von Ulrich Möllinger, Kassel*)

DK 621.311.13

In den folgenden Ausführungen werden zuerst allgemeine Überlegungen zur Spannungsumstellung angestellt, und dann wird über die Umstellung der Spannung von 15 kV auf 20 kV berichtet, die in einem ausgedehnten Überlandnetz durchgeführt wurde, das die Elektrizitäts-Aktiengesellschaft Mitteldeutschland betreibt. Zum Schluß wird geprüft, ob die gewählte Lösung wirtschaftlich ist.

Allgemeine Betrachtungen

Die Umstellung eines Netzes auf eine höhere Betriebsspannung ist ein vielfach angewandtes und zweckmäßiges Verfahren, die übertragbare Leistung zu erhöhen, um damit den Schwierigkeiten vorzubeugen, welche die steigende Last mit sich bringt. Die Spannungsumstellung kann aber nur dann mit einem vertretbaren Aufwand durchgeführt werden, wenn es nicht erforderlich ist, die Isolation des bestehenden Netzes von Grund auf zu verbessern. Abgesehen von den Niederspannungsnetzen liegen besonders günstige Verhältnisse für die Umstellung bei den niedrigen Mittelspannungen, z. B. von 5 kV auf 10 kV vor. Hier können die vorhandenen Einrichtungen weitgehend auch bei der höheren Spannung beibehalten werden. Dabei wird eine beträchtliche Spannungserhöhung und demgemäß eine Leistungssteigerung auf das Mehrfache erreicht. Nicht ganz so günstig liegen die Verhältnisse bei der Umstellung von 15 kV auf 20 kV. Auch hier können wesentliche Änderungen in der Isolation der Netze und Anlagen unterbleiben, man erreicht aber dabei nur eine Spannungssteigerung auf das 1,33-fache und demgemäß eine Leistungssteigerung auf das 1,78-fache. Daher wird häufig die Frage aufgeworfen, ob sich in Anbetracht dessen eine solche Umstellung lohnt.

Die Umstellung darf aber nicht nur unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet werden. Neben ihren wirtschaftlichen Vorteilen ergeben sich bei der Durchführung noch zahlreiche andere wertvolle Auswirkungen. Sie muß außerdem in Verbindung mit anderen Maßnahmen der Nachkriegszeit gesehen werden, die insbesondere in Überlandnetzen angebracht sind. Diese ergaben sich einmal daraus, daß die Netze überaltert und überlastet waren und sowieso

ein Umbau notwendig war. Die meisten Maßnahmen, die bei der Umstellung von 15 kV auf 20 kV durchgeführt werden müssen, konnten also bei entsprechender Vorausplanung mit geringen Mehrkosten bereits beim Umbau der Netze berücksichtigt werden.

Ein weiteres wichtiges Moment war, daß die vorhandenen Transformatoren vorwiegend eine kleine Nennleistung hatten und somit über kurz oder lang wegen Überlastung ausgewechselt werden müßten. Bei diesen Transformatoren und jenen, bei welchen sich eine Umwicklung aus irgendwelchen Gründen nicht empfahl, bot sich zusätzlich die Möglichkeit der Auswechslung gegen die in der Nachkriegszeit entwickelten verlustarmen Transformatoren, eine Maßnahme, die — auf längere Sicht gesehen — unbedingt wirtschaftlich ist und die also bei der Umschaltung nur vorweggenommen wurde. Diese günstigen Voraussetzungen sind vermutlich der entscheidende Grund für die von zahlreichen Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen (EVU) in den letzten Jahren durchgeführte oder geplante Umstellung der Spannung von 15 kV auf 20 kV in ihren Netzen.

Im vorliegenden Beispiel kam nun noch ein weiterer, sehr entscheidender Gesichtspunkt hinzu, der allerdings auch bei vielen anderen EVU vorliegen dürfte. Das vorhandene Netz bestand bereits zur Hälfte aus einem 20-kV-Netz. Die andere Hälfte des Netzes wurde mit 15 kV betrieben. Es lag also der Gedanke nahe, aus Gründen der Einheitlichkeit die Spannung von 15 kV dieses Netzes ebenfalls auf 20 kV zu erhöhen. Vereinheitlichung, Systematisierung, Schematisierung sind heute die wesentlichsten Mittel, die für die Rationalisierung des Betriebes von Verteilungsnetzen zur Verfügung stehen. Sie beginnen bei der Organisation, umfassen die Vereinheitlichung der Betriebsmittel und Bauweisen und haben als fundamentale Voraussetzung, daß das Netz nur mit wenigen Nennspannungen betrieben wird. Wenn auch ihre Wirtschaftlichkeit nicht mit dem Rechenstift bewiesen werden kann, so beeinträchtigt dies ihre Bedeutung in keiner Weise. Nach Durchführung der in Angriff genommenen Umstellung in den 15-kV-Gebieten auf 20 kV verbleiben im vorliegenden Fall praktisch nur drei Spannungsebenen, nämlich 60 kV, 20 kV und die Niederspannung 380/220 V. Hierin ist in betrieblicher, wirt-

*) Dr.-Ing. U. Möllinger ist Direktor in der Hauptverwaltung der Elektrizitäts-AG Mitteldeutschland in Kassel.

schaftlicher und verwaltungsmäßiger Hinsicht ein bedeutendes Faktum zu erblicken.

Betrieblich gesehen, ergibt die Vereinheitlichung folgende bedeutsame Vorteile:

Zusammenschaltbarkeit der bisher getrennt betriebenen 15-kV- und 20-kV-Netze,
Austauschbarkeit der einheitlichen Betriebsmittel im Netz und damit kleinere Reservehaltung,
Austauschbarkeit der Großtransformatoren in den Umspannwerken.

Die Vorteile der Vereinheitlichung kommen nicht nur dem EVU zugute, sondern sie sind auch wichtig für Großabnehmer, insbesondere für solche, die mehrere Teilbetriebe haben. Auch wenn ein Abnehmer verzieht, so weiß er, daß er am neuen Standort ebenfalls 20 kV vorfindet und kann mit seinen vorhandenen Betriebsmitteln ohne weiteres dort seine elektrischen Anlagen aufbauen.

Die allgemeine positive Beurteilung der Umstellung der Spannung von 15 kV auf 20 kV ergibt sich auch aus der Statistik. Vor dem Kriege gab es mehr 15-kV- als 20-kV-Netze. Im Jahre 1952 waren die 20-kV-Netze bereits um 10 %, 1957 um 60 % größer als die 15-kV-Netze. Die verstaatlichte Stromversorgung Frankreichs wird, soweit bekannt, voraussichtlich ihre ausgedehnten 15-kV-Netze auf 20 kV umstellen.

Verhalten eines 20-kV-Netzes und eines gleichartigen 15-kV-Netzes bei Lastanstieg

Selbstverständlich muß bei einer so bedeutsamen Frage wie der vorliegenden auch geprüft werden, ob es nicht wirtschaftlicher ist, das vorhandene Netz unter Beibehaltung der bisherigen Spannung durch zusätzliche Umspannwerke zu verstärken, wobei insbesondere die Zunahme der Last auf lange Sicht berücksichtigt werden muß. Hierzu ist grundsätzlich folgendes zu sagen: Wie sich ein 15-kV-Netz und ein gleichbemessenes 20-kV-Netz bei Lastanstieg verhalten, soll an Bild 1 a erläutert werden. Wenn man annimmt, daß in ein Netz, das hier durch ein Rechteck begrenzt ist, vier Umspannwerke mit 15 kV einspeisen und die vier Teilnetze gerade ausgelastet sind, wird es zu diesem Zeitpunkt notwendig sein, ein neues, zentral gelegenes 15-kV-Umspannwerk zu errichten und hierfür die entsprechenden Investitionsmittel aufzubringen. Genau die gleichen Maßnahmen werden später auch im 20-kV-Netz erforderlich. Da dieses, wie eingangs erwähnt, um 78 % mehr Leistung übertragen kann als das 15-kV-Netz, tritt dieser Zustand erst nach 8 Jahren ein, wenn man, wie bisher üblich, mit einer Verdoppelung der Belastung unserer Netze innerhalb von 10 Jahren rechnet. Die Umstellung der Spannung gewährt also nur einen mehrjährigen Aufschub, aber auf lange Sicht keine Einsparungen an zusätzlichen Umspannwerken. Für verschiedene Zuwachsraten ist in Bild 1 b gezeigt, wann die Grenze der Belastbarkeit des 20-kV-Netzes erreicht wird.

Die Feststellung, daß die Zahl der Umspannwerke in beiden Netzen im Endergebnis gleich ist, überrascht zunächst, denn nach der Theorie ist die Reichweite eines 20-kV-Umspannwerkes um 33 % größer als die eines 15-kV-Umspannwerkes. Bei den festen Gegebenheiten der bestehenden Netze kommt dies jedoch nicht zur Wirkung. Denn die Umstellung auf 20 kV hat nur zur Folge, daß der Spannungsfall geringer, die Spannung also wieder angehoben wird; sie ändert nichts Wesentliches an den bestehenden Versorgungsgrenzen der Umspannwerke. Wenn diese Reserve durch den ständigen Lastzuwachs aufgebraucht ist, werden auch im 20-kV-Netz zusätzliche Einspeisungen notwendig, und zwar praktisch an den gleichen Punkten wie im 15-kV-Netz, wenn inzwischen keine anderweitigen Änderungen in den Verteilungsanlagen eingetreten sind. Die Anlagen beider Netze sind dann wieder genau gleich und demgemäß auch die Anlagekosten, da sich diese für 15 kV und 20 kV praktisch nicht unterscheiden.

Dies ist für eine wirtschaftliche Betrachtung von grundlegender Bedeutung. Sie besagt, daß für die Abdeckung der

Umstellungskosten nur die geringeren Verluste des 20-kV-Netzes und die Ersparnisse an Kosten für die Umspannwerke in den ersten acht Jahren zur Verfügung stehen, wobei jedoch berücksichtigt werden muß, daß zunächst auch im 15-kV-Netz die Verluste erheblich zurückgehen, denn der Einsatz zusätzlicher Umspannwerke ergibt eine Verkürzung der Leitungslängen und damit auch eine Entlastung. Allerdings kommt dieser Effekt später auch dem 20-kV-Netz zugute. Es wird zu prüfen sein, ob die Rechnung aufgeht. Es kann vorweg gesagt werden, daß dies zutrifft.

Die Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit der Spannungsumstellung steht außer Zweifel. Ob man umstellt, ist — wie in vielen Fällen — eine Frage der verfügbaren Geldmittel. Aber auch hier sprechen drei Gesichtspunkte zugunsten der Umstellung gegenüber der Errichtung zusätzlicher Umspannwerke.

Der erste ist der, daß man bei entsprechender Vorplanung der Umstellung die jährlich erforderlichen Mittel so verteilen kann, wie sie laufend anfallen. Der zweite besteht darin, daß ein erheblicher Teil der Kosten der Umschaltung über Unkosten verbucht werden kann, was die Finanzierung erleichtert. Die auf Unterhaltung der Betriebsmittel zu verbuchenden Unkosten können zwar im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung vom Kapitalkaufwand nicht abgesetzt werden; sie können jedoch indirekt auf das Konto der Umschaltung gebucht werden, da die Anlagen im Zuge dieser Maßnahme instand gehalten werden, so daß also in den folgenden Jahren geringere Instandsetzungskosten anfallen. Und schließlich darf nicht übersehen werden, daß ein verfrühter Einsatz zusätzlicher Umspannwerke eine Entlastung und damit vorzeitige Entwertung der vorhandenen Umspannwerke bedeutet, die sowieso im Überlandbetrieb die meiste Zeit nur ungenügend belastet sind.

Wenn die Notwendigkeit, die Querschnitte der Netze zu verstärken, klar ist, und man sich zur Umstellung der Spannung entschlossen hat, so sollte man baldigst mit der Vorbereitung hierfür beginnen. Die Unkosten wachsen natur-

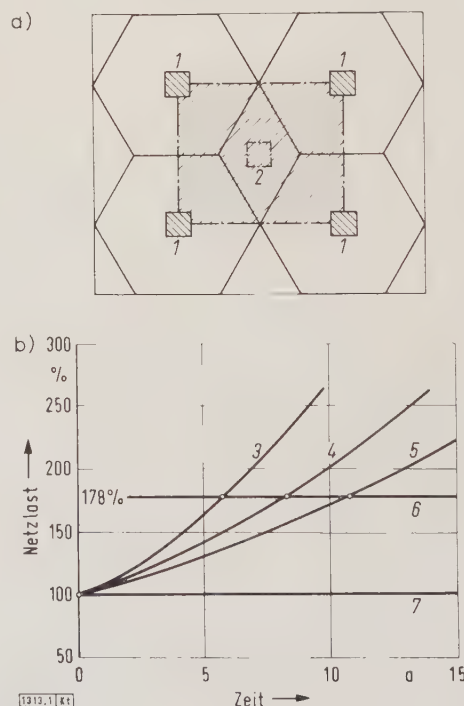


Bild 1. Schematische Darstellung des 15-kV-Netzes sowie Lastanstieg und Belastbarkeit eines 15-kV- und 20-kV-Netzes.

- a) aus vier Teilnetzen bestehendes 15-kV-Netz,
b) Lastverlauf bei zeitlich verschiedener Verdoppelung der Netzlast und Belastbarkeit des Netzes.
- 1 Umspannwerke
 - 2 zusätzliches Umspannwerk
 - 3 Lastverlauf bei Verdoppelung der Netzlast in 7 Jahren
 - 4 wie 3, jedoch in 10 Jahren
 - 5 wie 3, jedoch in 13 Jahren
 - 6 Belastbarkeit des 20-kV-Netzes
 - 7 Belastbarkeit des 15-kV-Netzes, angenommen 100 % Auslastung.

gemäß mit der Last. Falsch wäre es jedoch in jedem Fall, zunächst weitere 15-kV-Umspannwerke zu bauen und die Umstellung gegebenenfalls für später vorzusehen. Man hat dann praktisch die gleichen Kosten ohne die erwähnten Vorteile.

Umfang der Umstellungsmaßnahmen

Der Umfang der bei der EAM¹⁾ durchgeführten Maßnahmen ist aus Tafel 1 und Bild 2 zu entnehmen. Man sieht, daß von dem Umstellungsgebiet, das etwa die Hälfte des Gesamtgebietes umfaßt, bis heute bereits etwa zwei Drittel des Netzes auf 20 kV umgestellt wurde. Es handelt sich dabei um ein ländliches Gebiet von rd. 3600 km² Fläche mit rd. 900 Stationen und einer Lastspitze von rd. 50 MVA. In diesem Gebiet, das auch 90 km Kabel enthält, liegen vier kleinere Landstädte mit je 4000 Einwohnern.

Der restliche Teil des Netzes in dem für die Umstellung vorgesehenen Gebiet wird voraussichtlich in den Jahren 1961 und 1962 auf 20 kV umgestellt. Den Umfang der bereits erledigten Arbeiten kann man als ausreichend groß ansehen, um allgemein gültige Schlüsse für die Praxis der Spannungsumstellung von 15 kV auf 20 kV ziehen zu können. Die durchgeführten Arbeiten umfassen: Änderungen in fünf Umspannwerken, Umbau von rd. 100 km Leitungen, Neubeschaffung von Transformatoren mit 27 140 kVA Nennleistung und Umwickeln von Transformatoren mit 14 410 kVA Nennleistung, Neubeschaffung von Abnehmer-Transformatoren mit 8315 kVA Nennleistung und Umwickeln von solchen Transformatoren mit 17 399 kVA Nennleistung sowie Auswechseln von 1448 Rohr- oder Ventilableitern.

Kosten der Umstellung

Im nachstehenden wird über die bis jetzt entstandenen Kosten berichtet. Hierzu sei folgendes bemerkt: Die Kosten der Umstellung hängen, wie bereits erwähnt, in hohem Maße von einer klaren und zielstrebigem Vorausplanung ab. Dabei muß versucht werden, den ohnehin erforderlichen Umbau der alten und überlasteten Mittelspannungsleitungen und Anlagen und die ebenfalls dringliche Auswechslung der kleinen, meist überlasteten Transformatoren in den Ortsnetzstationen mit der Planung der Umstellung zu verbinden. Ein großer Teil dieser Umspanner war 30 und mehr Jahre im Betrieb; sie ergaben allein durch ihre hohe Belastung sehr große Verluste und waren schon dadurch vielfach unwirtschaftlich. Die in der Nachkriegszeit angelaufene Entwicklung der verlustarmen Transformatoren mit kaltgewalzten Blechen ergab ein weiteres wichtiges Argument, veraltete Netztransformatoren auszuwechseln. Es galt also frühzeitig den Entschluß der Umstellung zu fassen und die Maßnahmen im Netz hierauf auszurichten. Der Zeit-

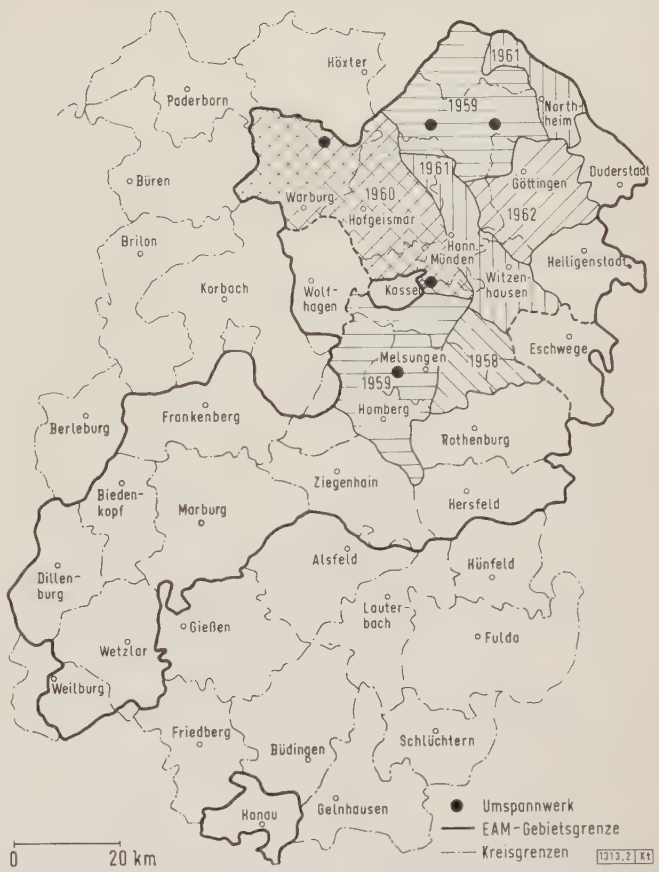


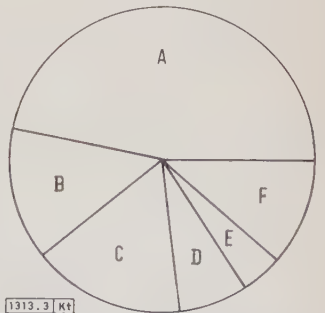
Bild 2. Übersicht über die Gebiete der Spannungsumstellung von 15 kV auf 20 kV im Versorgungsbereich der EAM und über die zeitliche Planung.

punkt der Umstellung selbst konnte dabei weitgehend offen bleiben, z. B. bis die Finanzlage dies gestattete oder die Belastung hierzu zwang.

Im vorliegenden Fall wurde der Beschluß, die Spannung des 15-kV-Netzes zu erhöhen, etwa im Jahre 1953 gefaßt, mit der eigentlichen Umstellung wurde aber erst fünf Jahre später begonnen. Alle Leitungsumbauten fanden von da ab für 20 kV statt, und alle für das 15-kV-Gebiet neu zu beschaffenden Netzumspanner wurden umschaltbar bestellt. Das gilt auch für die neuen Transformatoren in den Umspannwerken. Mit den Überspannungsschutzgeräten, Wandlern usw. wurde ähnlich verfahren. Die Abnehmer wurden ebenfalls aufgefordert, sich bei Neubeschaffungen, insbesondere von Umspannern und Kabeln, und bei Umbauten auf die geplante Umstellung einzurichten; in neue Verträge wurde ein entsprechender Vorbehalt aufgenommen. Auf diese Weise konnten die anteiligen Kosten für die Umstellung von Abnehmeranlagen klein gehalten werden.

Für die Beschaffung eines Teils der neuen Umspanner wurde mit den Transformatorenherstellern ein entsprechendes Abkommen getroffen, um das Material der zu verschrottenden Umspanner verwerten zu können. Im vorliegenden Fall wurden neue Transformatoren zu ²/₃ mit Schrott und ¹/₃ in bar bezahlt. Der verfügbare Schrott reichte für etwa 30 bis 40 % des Bedarfs an neuen Umspannern.

Die gesamten Kosten der Umstellung auf 20 kV, die in dem Gebiet mit rd. 50 MVA Netzlast angefallen sind, betrugen rd. 2,5 Mio. DM. Wie Bild 3 zeigt, teilen sich diese folgendermaßen auf:



Auswechslung und Umwicklung der Transformatoren (A) 46,5 %

Bild 3. Prozentuale Aufteilung der Umstellungskosten. Erläuterungen im Text.

Tafel 1. Übersicht über die Kenngrößen des Gesamtnetzes der EAM und über den Stand der Spannungsumstellung.

Kenngrößen des Netzes im Gesamtgebiet der EAM							
Gesamtbelastung im Jahre 1958	Verbrauch im Jahre 1958	Zahl der Umspannwerke	versorgte Fläche	Länge der Mittelspannungsleitung	Zahl der Ortsnetz- und Abnehmerstationen	Zahl der Ortsnetz- und Abnehmer-Transformatoren	insgesamt installierte Transformatorleistung
MVA	GWh		km ²	km			kVA
194	882	23	rd. 10 000	4990	2764	3000	365 266
davon im Netz des Umstellgebietes							
rd. 76	300	12 ¹ / ₂	rd. 4 900	1890 (15-kV-Netz)	1248	1316	129 223
von 1958 bis 1960 bereits umgestellt							
rd. 50	220	5	rd. 3 580	1260 (Freileitung) 90 (Kabel)	900	919	94 623 ¹⁾ 112 998 ²⁾

1) vor der Umstellung
2) nach der Umstellung einschließlich der Abnehmer-Transformatoren.

1) EAM = Elektrizitäts-AG Mitteldeutschland.

Änderungen in den vorhandenen Umspannwerken	(B) 14,6 %
Änderung der Überspannungsschutzgeräte	(C) 16,2 %
Änderung und höhere Isolierung von Leitungen und Stationen	(D) 7,2 %
Meßwandler	(E) 4,3 %
Verschiedenes (Kondensatoren, Erdschlußkompensation usw.).	(F) 11,5 %

Die Hauptposten sind die Kosten für die Auswechslung der Transformatoren und der Überspannungsschutzgeräte und die Umänderungskosten in den Umspannwerken.

Bei den Aufwendungen für die Umspanner erhebt sich die Frage, ob sie überhaupt in vollem Umfang zu Lasten der Umstellung gebucht werden sollen, da sie keineswegs allein durch diese verursacht sind. Im nachfolgenden sind sie jedoch zur Umstellung gerechnet. Dafür werden bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung die Ersparnisse an Verlusten der Umspanner berücksichtigt.

Ferner ist folgendes zu bemerken: Die Auswechslung fast aller Umspanner im 15-kV-Gebiet bedeutet eine weitgehende Verbesserung der Betriebssicherheit. Das gleiche gilt für die zum Teil veralteten Überspannungsschutzgeräte. Die hohen Kosten hierfür sind dadurch begründet, daß im umgestellten Netz schon sehr frühzeitig die Anlagen weitgehend mit Überspannungsschutzgeräten ausgerüstet worden waren — es kommen im Durchschnitt 2,3 Satz Ableiter auf jede Station — und die Geräte veraltet waren. Praktisch wurden also nahezu alle Überspannungsschutzgeräte im Umschaltgebiet erneuert und zu einem großen Teil Rohrableiter durch Ventilableiter ersetzt. Ebenso bringt die Verstärkung der Isolierung und Überholung der Leitungen und Anlagen eine allgemeine Aufwertung der Anlagen mit sich.

Die Umstellung ergibt also außerdem eine wesentliche Verbesserung der Betriebstüchtigkeit der Netze. Diese kann zahlenmäßig zwar nicht in Rechnung gestellt werden. Sie muß aber bei der allgemeinen Bewertung der Umstellung Berücksichtigung finden.

Um für Kalkulationen spezifische Kosten zu erhalten, empfiehlt sich, als Bezugswert die Zahl der Stationen im Umschaltgebiet oder die gesamte Länge der Leitungen zu wählen. Die Last scheidet als Bezugswert aus, da der Arbeits- und Geldaufwand für die Umstellung von ihr nur mittelbar abhängt. Im vorliegenden Fall ergaben sich etwa 2800,— DM/Station oder 1800,— DM/km als spezifische Kosten für die Umstellung eines Netzes von 15 kV auf 20 kV.

Wirtschaftlichkeit der Umstellung

Untersuchungen über die Wirtschaftlichkeit der Umstellung von 15 kV auf 20 kV sind bisher nicht bekannt geworden. Daher soll im nachfolgenden der Versuch gemacht werden, auf der Basis der im vorliegenden Fall ermittelten Kosten und Kenngrößen diese Frage wenigstens der Tendenz nach zu klären.

Zunächst ist festzustellen, daß die Umstellung eines Netzes von 15 kV auf 20 kV bei einer Last von 50 MW eine Zunahme an übertragbarer Leistung von rd. 40 MW ergibt. Der Aufwand hierfür beträgt rd. 2,5 Mio. DM, so daß sich die spezifischen Kosten zu 62,50 DM/kW errechnen. Schon diese Feststellung zeigt, daß man bei der Umstellung hinsichtlich der Anlagekosten nicht schlecht liegt.

Aber diese Zahl sagt über die Wirtschaftlichkeit nur wenig aus. Das gleiche gilt für den Vergleich der reinen Anlagekosten der Umstellung und jener der zusätzlichen Einspeisepunkte, weil dabei der entscheidende Einfluß der Verluste, die bei steigender Last an Bedeutung gewinnen, nicht berücksichtigt wird. Es läßt sich daher nicht umgehen, die Jahreskosten für beide Fälle über einen längeren Zeitraum in Anlehnung an das über das Verhalten des Netzes bei Lastanstieg Gesagte zu ermitteln. Dabei soll wie folgt vorgegangen werden: Es werden zwei gleichartig bemessene, gleichbelastete Netze miteinander verglichen, die den Umfang der umgeschalteten Anlagen haben. Das eine wird mit 15 kV, das andere mit 20 kV betrieben. Das erste wird

durch zusätzliche 15-kV-Umspannwerke verstärkt, das zweite durch Umstellung der Spannung. Da nach 8 Jahren die Leistungsfähigkeit des 20-kV-Netzes erschöpft ist, sollen auch hier die gleichen zusätzlichen Umspannwerke wie beim 15-kV-Betrieb angenommen werden.

Dies bedeutet: In den ersten 8 Jahren stehen den Jahreskosten der Spannungsumstellung die Jahreskosten der zusätzlichen 15-kV-Umspannwerke gegenüber. Hierzu sind auf beiden Seiten die unterschiedlichen Kosten der Netzverluste zu addieren. Nach Ablauf dieser 8 Jahre enthält das 20-kV-Netz ebensoviel Umspannwerke wie das 15-kV-Netz. Beide Anlagen sind dann also gleich, auch ihre Kapitalkosten. Jedoch ist das 20-kV-Netz immer noch mit den Jahreskosten der Umstellung belastet. Nunmehr kommt diesem aber die volle Verlustersparnis des Betriebes mit 20 kV zugute.

Unter diesen Gesichtspunkten soll nunmehr eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt werden. Die Ermittlung der Anlagekosten für die erforderlichen Umspannwerke ist einfach. Es soll angenommen werden, daß zu den im Umstellgebiet vorhandenen fünf Umspannwerken jeweils eins, zwei oder fünf zusätzlich erforderlich werden und zwar im 15-kV-Netz sofort, im 20-kV-Netz nach 8 Jahren. Die genaue Berechnung der Verluste, die auf den Leitungen durch Stromwärme verursacht werden, wäre schwierig. Man kann sie aber angenähert nach folgendem Rechnungsgang ermitteln:

Man bringt den prozentualen Leistungsverlust γ in Beziehung zur prozentualen Spannungsänderung ε . Diese kann man genügend genau gleich dem Längsspannungsfall setzen. Für eine Last, die am Ende der Leitung abgenommen wird, ergibt sich dann folgende Näherungsformel:

$$\gamma/\varepsilon = \cos \beta / [\cos \varphi \cdot \cos (\beta - \varphi)].$$

Dieses Verhältnis wird gleich 1, wenn der Impedanzwinkel β der Leitung gleich dem Phasenverschiebungswinkel φ wird, um den der Strom der Spannung nacheilt, was für Mittelspannungs-Freileitungsnetze bei $\cos \varphi = 0,8$ angenähert zutrifft. Für eine Last am Leitungsende ergibt sich:

$$\gamma/\varepsilon \approx 1 = 3/3.$$

Ist die Last gleichmäßig verteilt, dann gilt, wie man leicht zeigen kann:

$$\gamma/\varepsilon \approx 2/3.$$

Man berücksichtigt die gemischte Belastung, die in solchen Netzen vorhanden ist, indem man mit einem Mittelwert rechnet, nämlich mit:

$$\gamma/\varepsilon \approx 2,5/3 = 0,83.$$

Wenn das 15-kV-Netz ausgelastet ist, kann man bei Spitzenlast ein $\varepsilon = 6\%$ annehmen, dem dann ein Verlustfaktor $\gamma = 5\%$ entspricht. Hier spielt jedoch die bereits angedeutete Verkürzung der Leitungslängen hinein, welche von erheblichem Einfluß auf die Rechnung ist und die durch entsprechende Reduktion von γ berücksichtigt werden muß.

Demgemäß werden drei Varianten durchgerechnet, nämlich für ein, zwei und fünf zusätzliche Umspannwerke. Die Werte von γ werden auf die im untersuchten Netz bei Beginn der Umschaltung vorhandene Lastspitze von 50 MW bezogen. Die so ermittelten Anfangsverluste steigen nunmehr quadratisch mit der Last, können also auf einfache Weise errechnet werden. Zu den errechneten Netz-Verlustkosten treten dann jeweils die Jahreskosten der Umspannwerke und der Umstellung hinzu. Das Ergebnis dieser Rechnungen ist in Bild 4 und 5 dargestellt. Man kann daraus folgendes entnehmen:

1. Bei allen drei Varianten (Bild 4) verläuft die 20-kV-Kurve stets eindeutig unterhalb der 15-kV-Kurve, d. h. die Jahreskosten des umgestellten 20-kV-Netzes sind geringer, und zwar auf lange Sicht. Die kurzzeitige Ausnahme in Bild 4 c zwischen dem 8. und 12. Jahr fällt nicht ins Gewicht. Die Kostenkurve sinkt im Anschluß hieran sofort wieder.

2. Die konstanten Jahreskosten der Umstellung sind verhältnismäßig klein gegenüber den Kosten für Verluste und Umspannwerke und verlieren mit steigender Last an Bedeutung. Werden wenige zusätzliche Umspannwerke eingesetzt, so fallen die Verluste stark ins Gewicht (Va-

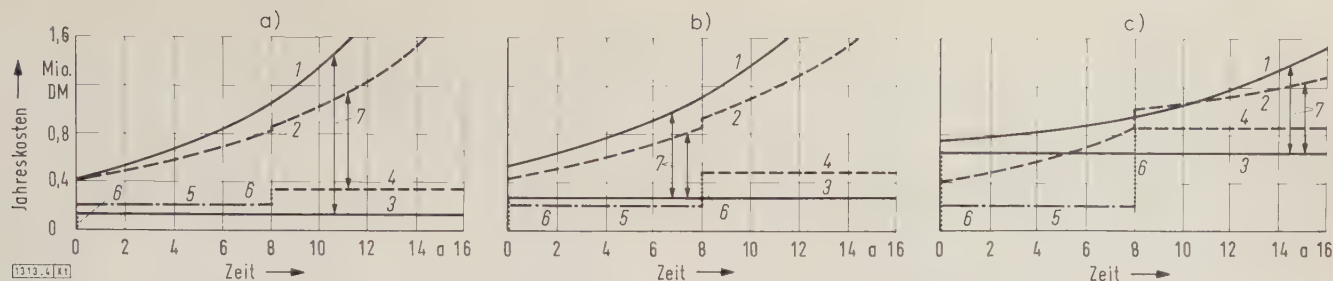


Bild 4. Verlauf der Jahreskosten im 15-kV- und 20-kV-Netz bei Lastanstieg.

a) erste Variante mit einem zusätzlichen Umspannwerk,

b) zweite Variante mit zwei zusätzlichen Umspannwerken.

c) dritte Variante mit fünf zusätzlichen Umspannwerken.

1 gesamte Jahreskosten bei 15-kV-Betrieb

2 gesamte Jahreskosten bei 20-kV-Betrieb

3 Jahreskosten für ein bzw. zwei bzw. fünf

15-kV-Umspannwerke

4 wie 3, jedoch bei 20-kV-Betrieb

5 Jahreskosten der Umstellung

6 Jahreskosten der Umspannwerke für 15 kV bzw. 20 kV.

7 Verlustkosten für 15 kV bzw. 20 kV

riante 1 und 2 in Bild 4 a bzw. 4 b). Werden dagegen viele zusätzliche Umspannwerke errichtet, so werden die Verlustkosten klein, dagegen steigen die Jahreskosten der Umspannwerke erheblich (Variante 3 in Bild 4 c).

3. In der Praxis werden vermutlich die zusätzlichen Umspannwerke nicht gleichzeitig, sondern nacheinander in Betrieb genommen. Bild 5 zeigt die Auswirkung. Der grundsätzliche Verlauf der Kurven wird nicht beeinträchtigt.

Damit dürfte die Wirtschaftlichkeit der Umschaltung von 15 auf 20 kV für vorliegenden Fall als gesichert gelten.

Es fragt sich, ob dieses Ergebnis für ausgedehnte Überlandnetze Allgemeingültigkeit beanspruchen kann. Sicher trifft dies nicht für die Absolutwerte der Kosten zu, wohl aber mit einiger Wahrscheinlichkeit für die grundsätzliche Tendenz, weil das umgestellte Netz genügend groß war und die angewandte Untersuchungsmethode nicht nur für dieses besondere Beispiel gilt, sondern sinngemäß auch auf ähnliche Netze anwendbar ist.

Im vorstehenden Kostenvergleich sind die Verlustersparnisse nicht enthalten, die durch den Austausch alter Transformatoren gegen verlustarme entstehen. Sie müssen ermittelt und berücksichtigt werden, da auch die Anlagekosten für den Austausch der Transformatoren in voller Höhe eingesetzt wurden.

Bei Beginn der Umstellung waren Umspanner mit zusammen rd. 95 000 kVA Nennleistung eingebaut. Die ersparten Leerlaufverluste — ohne die Verlustersparnis bei den Abnehmertransformatoren — betrugen rd. 98 kW, die ersparten Kupferverluste 53 kW. Die Ersparnis an Magnetisierungs-Blindleistung beträgt 1295 kvar. Die genannten Zahlen wurden aus dem Unterschiedsbetrag der Wirk- und der Blindverluste der einzelnen Umspanner ermittelt. Daraus errechnen sich jährliche Ersparnisse von rd. 58 000 DM.

Wenn man annimmt, daß die Ersparnisse von 1295 kvar induktiver Blindleistung eine Verminderung an Konden-

satorleistung in gleicher Höhe bedeutet, so wäre dies eine Kapitalersparnis von 39 000,—DM, für die ein Kapitaldienst von rd. 4000,—DM als Jahreskosten einzusetzen wäre. Die Ersparnis je Jahr, bezogen auf die bei Beginn der Umschaltung eingebaute und damit auf 20 kV umgestellte Transformatorenleistung, beträgt also etwa 60 000,— bis 70 000,—DM, die den Jahreskosten der Umstellung zusätzlich gutgeschrieben werden müssen. Sie reichen immerhin aus, 30 % derselben abzudecken.

Praktische Durchführung der Umschaltung

Vorbereitende Maßnahmen:

Aus der Praxis der Umstellung von 15 kV auf 20 kV soll nur auf einige wichtige Punkte hingewiesen werden. Die Durchführung der Umstellung ist in erster Linie eine organisatorische Aufgabe. Wenn der Umfang der notwendigen Maßnahmen feststeht, ist zunächst zu ermitteln, welche Betriebsmittel bei 20 kV im Betrieb verbleiben können und welche ausgewechselt werden müssen. Diese Arbeiten sind durch das Betriebspersonal durchzuführen und können in der Regel mit den regelmäßigen Netzbegehungen und Überholungsarbeiten verbunden werden. Das Betriebspersonal ist jedoch anzuweisen, worauf es im Einzelfall jeweils besonders achten soll.

Im vorliegenden Beispiel war es fernerhin notwendig, mit dem Unternehmen, das den Strom liefert, entsprechende Abreden wegen der Änderungen in den Umspannwerken zu treffen, da dieses die dort eingebauten Transformatoren besitzt. In den fünf Jahren bis zur Durchführung der Umstellung hatten sich wesentliche Änderungen in den Umspannwerken ergeben, sowohl in der Ausrüstung mit Transformatoren, als auch an den sonstigen Anlagen, so daß nur noch verhältnismäßig geringfügige Änderungen durchzuführen waren. In allen fünf Umspannwerken stand bei Beginn der Umstellung wenigstens ein Transformator zur Verfügung, der auf 20 kV umschaltbar war. Schließlich mußten die Sonderabnehmer rechtzeitig von der beabsichtigten Umstellung unterrichtet werden, damit sie sich auch auf den neuen Betriebszustand einstellen und in ihren eigenen Anlagen bereits die zu erwartende Spannung von 20 kV berücksichtigen konnten. In den Verträgen, die seit 1953 abgeschlossen wurden, ist jeweils ein entsprechender Vorbehalt für die spätere Umstellung auf 20 kV gemacht.

Bei der Durchführung der Umstellung selbst ist eine frühzeitige und genaue Festlegung der entsprechenden Termine unerlässlich. Der Frühzeitigkeit kommt dabei besondere Bedeutung zu, damit unvorhergesehene Änderungen und Schwierigkeiten noch beseitigt werden können. Insbesondere gilt dies für die Bereitstellung der Transformatoren der Sonderabnehmer.

Technische Durchführung

Bei Beginn der Umstellung müssen alle vorbereitende Maßnahmen durchgeführt sein, so daß nur noch die Umschaltung der Ortsnetz- und der Großabnehmer-Transformatoren sowie der Wandler durchzuführen ist. Zunächst ist dazu notwendig, daß in den Umspannwerken jeweils eine

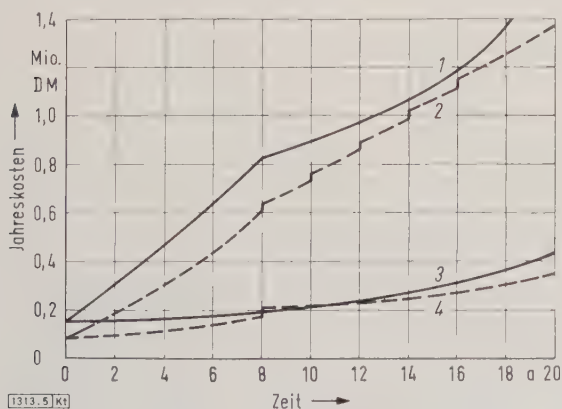


Bild 5. Verlauf der Jahreskosten im 15-kV- und 20-kV-Netz bei zeitlicher Verschiebung des Einsatzes der Umspannwerke.

1 Gesamtjahreskosten bei 15-kV-Betrieb

2 Gesamtjahreskosten bei 20-kV-Betrieb

3 Jahreskosten für das Gebiet eines Umspannwerkes bei 15 kV

4 Jahreskosten für das Gebiet eines Umspannwerkes bei 20 kV nach der Umstellung

15-kV- und eine 20-kV-Sammelschiene zur Verfügung stehen und die 15-kV-Transformatoren gegen umschaltbare ausgetauscht sind. Dann kann die Umstellung unter Beachtung aller notwendigen Sicherheitsmaßnahmen durchgeführt werden. Dies ist eine wichtige Voraussetzung; denn der große Umfang der Maßnahmen, die in einem ausgedehnten Gebiet durchgeführt werden müssen, birgt zweifellos die Gefahr von Unfällen oder Betriebsstörungen in sich. Der Betrieb eines Umspannwerks mit zwei Sammelschienen, wobei ein Transformator mit 15 kV, der zweite mit 20 kV betrieben wird, enthält natürlich insofern ein gewisses Risiko, als beim Ausfall von einem der beiden Transformatoren meist keine Reserve vorhanden ist.

Es ist deshalb notwendig, die Umschaltung selbst auf eine möglichst kurze Zeit zu beschränken, was jedoch bei guter Vorbereitung durchaus möglich ist. Im allgemeinen währte dieser Übergangszustand hier höchstens 8 Tage. Im Leitungsnetz selbst wurden entweder ganze Strecken kurze Zeit abgeschaltet und während dieser Zeit die Umstellung der Transformatoren auf 20 kV vorgenommen, oder man ging stationsweise vor, indem man die rückwärts anstehende 20-kV-Spannung schrittweise auf die nächste Station übernahm. Der Vorteil der Umschaltbarkeit der Transformatoren über Deckel kam dabei voll zur Geltung. Da eine längere Unterbrechung der Stromlieferung heute vermieden werden soll, dürfte eine Spannungsumstellung ohne diese Einrichtung praktisch nicht durchführbar sein. Das Tempo der Umstellung war etwa so, daß je Tag etwa zwei Leitungen von rd. 20 km Länge umgeschaltet werden konnten. Bei der Umstellung bewährte sich besonders der Einsatz mehrerer Funkwagen.

Transformatoren

Bei Beginn der Umstellung muß die erforderliche Anzahl von Transformatoren verfügbar sein. Ihre frühzeitige Bestellung ist bei den heutigen Lieferzeiten von größter Wichtigkeit. Es ist keineswegs erforderlich, daß dies nur umschaltbare Transformatoren sind, es genügt, wenn etwa 30 % der erforderlichen Stückzahl diese Bedingung erfüllen. Durch die fünfjährige Vorbereitung der Umschaltung waren für die 15-kV-Netze vorwiegend umschaltbare Transformatoren bestellt worden, so daß der erforderliche Bedarf an umschaltbaren Transformatoren bei Beginn der Umstellung ohne weiteres zur Verfügung stand. Die umzustellenden Netze im Gebiet der Umspannwerke wurden demgemäß in mehrere Abschnitte unterteilt. Diese Abschnitte wurden zunächst mit umschaltbaren Transformatoren besetzt und dann die Umstellung durchgeführt. Dann wurden die umschaltbaren Transformatoren wieder durch nichtumschaltbare Transformatoren ersetzt und die umschaltbaren in das nächste Gebiet transportiert. Auf diese Weise wurden die umschaltbaren Transformatoren bis zu dreimal umgesetzt, bis das ganze 15-kV-Netz umgestellt war.

Bei der Bereitstellung der Abnehmertransformatoren traten gelegentlich Schwierigkeiten auf, da diese Umspanner vielfach nicht rechtzeitig bereitstanden. Es ist notwendig, daß man sich hierfür eine gewisse Reserve als Ausweichmöglichkeit bereit hält, auf die man in Sonderfällen zurückgreifen kann, um die festgelegten Termine einhalten zu können. Ganz besonders hat sich hierbei die Zusammenarbeit mit einer mittleren Transformatorfabrik im Gebiet bewährt, die mehrfach helfend eingreifen mußte. An der Umwicklung und Neubeschaffung von Abnehmertransformatoren und an den Kosten der Umänderung der Abnehmeranlagen kann eine Beteiligung bis 50 % zweckmäßig sein.

Kabel

Die vorhandenen Kabel waren bis auf geringe Längen bereits 20-kV-Kabel. Es bestanden nicht die geringsten Bedenken, die wenigen 15-kV-Kabel mit 20 kV zu betreiben. Auf eine Spannungsprüfung wurde verzichtet. Bis zum heutigen Tage — das sind immerhin zwei Jahre — haben sich keinerlei Schwierigkeiten ergeben. In zwei Fällen traten Schäden an Endverschlüssen auf, doch stellte sich heraus, daß diese mangelhaft gefertigt waren. Von einigen kleineren Stadtwerken, die als Sonderabnehmer angeschlos-

sen sind, wurden zunächst Bedenken gegen die Umstellung erhoben. Diese konnten jedoch durchweg zerstreut werden unter Hinweis auf entsprechende Veröffentlichungen.

Gegebenenfalls kann eine Spannungsprüfung der fraglichen Kabel empfohlen werden. Derartige Prüfungen ergaben in einem Fall, daß die Endverschlüsse der Prüfspannung nicht gewachsen waren. Darauf wurden diese ausgetauscht. Eine im Anschluß hieran durchgeführte nochmalige Prüfung mit 90 kV Gleichspannung bei einer Dauer von 20 min ergab keine neuen Fehler. Auch die eingebauten alten Muffen hielten die genannte Hochspannung anstandslos aus. Begründete Bedenken gegen die Verwendung der 15-kV-Kabel für 20 kV dürften demgemäß kaum bestehen.

Zwischentransformatoren

Im Zuge der fortschreitenden Umstellung läßt es sich nicht vermeiden, an den Nahtstellen zwischen dem 15-kV- und dem 20-kV-Netz Kuppeltransformatoren aufzustellen, um zu verhindern, daß in größerem Umfange Sticheitungsbetrieb erforderlich wird. Auch in den Umspannwerken ergibt sich die Notwendigkeit, Zwischentransformatoren von 15 kV auf 20 kV aufzustellen. Leistungstransformatoren scheiden hierfür im allgemeinen aus, da sie zu teuer sind und im vorliegenden Fall nur solange verwendet werden, bis die Umschaltung im gesamten Netz durchgeführt ist.

Bei dem Spannungsverhältnis 15 kV/20 kV besteht die Möglichkeit, Spartransformatoren zu verwenden. Bei der geschilderten Spannungsumstellung wurde hiervon Gebrauch gemacht. Es muß jedoch auf die bekannten Nachteile der Spartransformatoren hingewiesen werden. Diese bestehen in ihrer geringen Kurzschlußfestigkeit; sie lassen sich im allgemeinen nicht mit einer größeren Kurzschlußspannung als 2 % bauen. Ferner sind sie nicht unbedingt überspannungsfest. Sie müssen daher beiderseitig und im Sternpunkt mit Ventilableitern geschützt werden. Ferner haben sie die Eigentümlichkeit, daß sie bei Erdschluß im 20-kV-Netz eine erhöhte Nullspannung in das 15-kV-Netz übertragen, und zwar nimmt dort die Spannung der gesunden Leiter den Wert von 17,6 kV gegen Erde an, ist also größer als die Dreiecksspannung. Auch die Sternpunktterdschlußspannung steigt auf 11,5 kV, was bei der Bemessung der Erdschlußspulen in den verbleibenden 15-kV-Netzen berücksichtigt werden muß.

Bei Anzapfspulen kann man sich in der Regel helfen, indem man sie im 15-kV-Netz auf niedrigere Stromstärken einstellt. Damit wird die Zahl der wirksamen Windungen größer, die Eiseninduktion im umgekehrten Verhältnis vermindert. Man kann aber auch die Kompensation des Erdschlußstromes vom 20-kV-Netz aus vornehmen. Dann müssen allerdings in Stern geschaltete Spartransformatoren vorgesehen werden, die eine entsprechend bemessene Dreieck-Ausgleichswicklung haben. Die Erdschlußspulen mit Tauchkern müssen im 15-kV-Gebiet ausgetauscht werden, wenn sie nicht für 20 kV ausgelegt sind, da sonst ihre zulässige Induktion im Falle eines Erdschlusses im 20-kV-Netz weit überschritten wird. Das gleiche gilt für Sternpunktbildner.

Sofern möglich, empfiehlt es sich, Spartransformatoren so einzubauen, daß sie im Normalbetrieb nicht unter Spannung stehen und nur im Störfall eingesetzt werden. Man beschränkt dabei die von ihnen herrührenden Mängel auf eine kurze Betriebszeit.

Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß in dem bisher umgestellten Gebiet der Elektrizitäts-AG Mitteldeutschland der Erfolg der Umstellung der Spannung die Erwartungen uneingeschränkt erfüllt hat. Die vorgesehene Leistungssteigerung wurde erreicht, die Errichtung von zusätzlichen Umspannwerken im 15-kV-Gebiet ist hinausgeschoben. Die alten Netztransformatoren wurden durch verlustarme ersetzt. Der Betriebszustand des neuen 20-kV-Netzes wurde von Grund auf verbessert. Die Wirtschaftlichkeit der Umstellung ist erwiesen. Somit hat sich der Aufwand von 2,5 Mio. DM gelohnt.

Aussprache

zu den Themen über Spannungsumstellung in Verteilungsnetzen auf Seite 697 bis 722

O. Böhler, Mannheim: Wenn in einem Stromverteilungsnetz die Querschnitte der Leiter nicht mehr ausreichen, um die wachsende Belastung mit Sicherheit übertragen zu können, so versucht man zunächst, die größten Abnehmer über das Netz der übergeordneten Spannung zu versorgen, um die Leitungen der unteren Spannungsebenen zu entlasten. Wenn auch diese Maßnahme nicht mehr zum Erfolg führt, kann das gesamte Netz auf eine höhere Spannung umgestellt oder aber sogar völlig erneuert werden. Bei der Umstellung auf eine höhere Spannung kann sich nach einiger Zeit herausstellen, daß die vorhandenen Querschnitte wiederum nicht ausreichen. Es bleibt dann nur die Erneuerung des Netzes. Die Wahl der Verteilerspannung spielt zwar für die wirtschaftliche Gestaltung der Übertragungseinrichtungen eine erhebliche Rolle, jedoch dürfen bei der Ermittlung der geringsten Gesamtkosten die örtlichen Verhältnisse, insbesondere die Form bereits bestehender Netze und Einrichtungen nicht außer acht gelassen werden.

Bei einer Einspeisung mit 20 kV und Verteilerspannungen von 20 kV und 4 kV werden bei den Stadtwerken Mannheim 4-kV-Abnehmeranlagen, deren Leistungsbedarf rd. 600 kVA übersteigt, möglichst auf 20 kV umgestellt, um dadurch das 4-kV-Netz zu entlasten. Auf diese Art kann man Zeit gewinnen, um den Übergang auf 20 kV vorzubereiten. Man muß sich jedoch darüber klar sein, daß derartige Umstellungen in die spätere Gesamtkonzeption des Netzes eingeordnet werden müssen. Zwei Verteilungsspannungen von 20 kV und 4 kV sind wirtschaftlich aufwendig, wenn sie auch technisch und betrieblich Vorteile bieten. Als man sich bei der Planung des Neuaufbaues des Netzes für eine Verteilerspannung entscheiden mußte, hat man sich nach eingehenden Untersuchungen entschlossen, die bisherige Einspeisespannung als Verteilerspannung zu wählen und den bestehenden Verteilungsnetzen einen 110-kV-Ring als neue Einspeisung überzuordnen. Ausschlaggebend für die Wahl der Spannung 20 kV als alleiniger Verteilerspannung war die Tatsache, daß bereits ein umfangreiches 20-kV-Kabelnetz bestand, über das bisher sowohl die Einspeisung vom Großkraftwerk Mannheim her, als auch die Verteilung zur Versorgung der Großindustrie vorgenommen wurde. Die Anzahl der Stationen und die Länge der Kabel im Netz zum Zeitpunkt, da der Beschluß gefaßt wurde, in Zukunft das Netz nur noch mit einer Verteilungsspannung (20 kV) zu betreiben und die 4-kV-Spannung als Verteilerspannung im Laufe der Zeit abzubauen, betrug am 1. Januar 1957 insgesamt:

20-kV-Kabel	195,5 km
4-kV-Kabel	347,5 km
20-kV-Speisepunkte	16 Stück
20-kV-Stationen	28 Stück
4-kV-Stationen	585 Stück

Es muß erwähnt werden, daß bis zu diesem Termin die Stationen für das 4-kV-Netz nach Reihe 10 gebaut wurden, während als Kabel in früheren Jahren 6-kV-Kabel und später 10-kV-Kabel verlegt worden waren. Eine dauernde Beanspruchung dieser Kabel mit 20 kV ist ausgeschlossen, so daß das 4-kV-Netz systematisch ausgewechselt werden muß.

Der Entschluß auf 20 kV überzugehen, wurde auch dadurch erleichtert, daß eine Anzahl Großabnehmer mit einem Leistungsbedarf von 5 bis 20 MW nach wie vor über das 20-kV-Netz versorgt werden können, während bei diesen Leistungsentnahmen und den vorhandenen Entfernungen die Versorgung mit 10 kV auf erhebliche Schwierigkeiten gestoßen wäre. In den bereits erwähnten 110-kV-Ring um Mannheim sind drei Umspannwerke für 110 kV/20 kV eingegliedert, von denen aus die Versorgung der Industrie und des übrigen Netzes vorgenommen wird.

Die Entscheidung, von der Verteilerspannung 4 kV auf 20 kV überzugehen, schien zunächst erhebliche Schwierigkeiten insofern zu bringen, als die Räume der bisherigen 4-kV-Netzstationen für den Umbau auf 20-kV-Stationen nicht auszureichen schienen, obwohl die Stationen für Reihe 10 gebaut sind. Von den Außenbezirken abgesehen, stehen in einer Großstadt im Stadtkern ja überwiegend Kellerräume für die Unterbringung von Netzstationen zur Verfügung, die normalerweise rd. 2,3 bis 2,5 m hoch sind. Eine 20-kV-Anlage üblicher Bauart läßt sich aber in solchen Räumen nicht unterbringen.

Um zu kleinen Abmessungen zu kommen, blieb nur die Verwendung stahlblechgekapserter Anlagen, die wir in Zusammenarbeit mit verschiedenen Firmen für unsere besonderen Zwecke entwickelt haben und die heute eine einwandfreie Lösung darstellen. Im Bild 1 sieht man im linken Teil des Bildes die 20-kV-Schaltfelder für den Kabel- und Transformator-eingang und -ausgang, während die Felder im rechten Teil

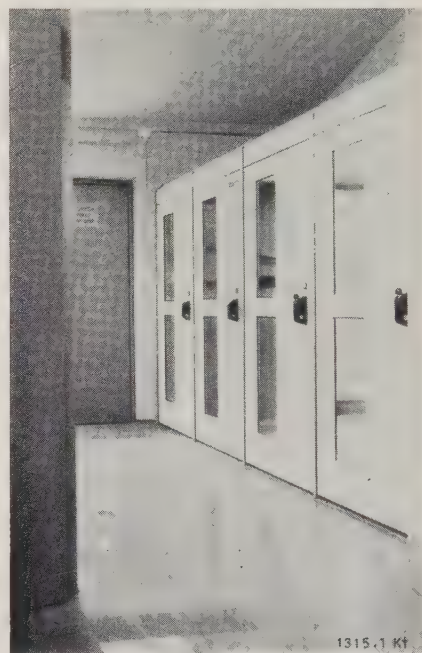


Bild 1. 20-kV-Schaltanlagenteil einer Netzstation mit zwei Kabelfeldern und zwei Transformatorfeldern.

des Bildes die Schalteinrichtungen für die Transformatoren aufnehmen. Die erforderliche Feldbreite der 20-kV-Schaltanlage beträgt 1055 mm bei einer Tiefe von 1000 mm; für den Gesamtgrundriß der Station einschließlich der beiden Transformatoren sind 4,5 m \times 6,0 m erforderlich. Die mit Spezialglas versehenen Ausschnitte in der Bedienungswand lassen die Sicht auf die Sammelschiene, den Leistungstrennschalter bzw. Lasttrennschalter mit Sicherungen und dem 20-kV-Kabelendverschluß frei. Diese Felder sind 2100 mm hoch und 1000 mm tief. Bei der kleinsten Anordnung mit nur einem Transformator ist eine Grundfläche von 2700 mm \times 1000 mm für die Aufstellung der Hochspannungsfelder ausreichend.

In den Netzstationen wird eine Abschaltleistung von 400 MVA nicht überschritten. Die Schaltanlagen in den Hauptumspannwerken werden für eine Abschaltleistung von 600 MVA ausgelegt. Wir erreichen die Begrenzung der Abschaltleistung durch den Einbau von I_s -Begrenzern in die Sammelschienen der Umspannwerke und durch entsprechende Aufteilung der Sammelschienenabschnitte für die Einspeisung in bestimmte Netzgebiete.

Alle Stationsneubauten werden künftig grundsätzlich für eine Betriebsspannung von 20 kV ausgeführt, ebenso alle Stationsumbauten, die im Hinblick auf eine höhere Leistung als notwendig erachtet werden. Da diese Stationen aber, bedingt durch die Netzverhältnisse, oft noch vorübergehend mit 4 kV betrieben werden müssen, sind sie für eine Kurzschlußleistung von 130 MVA bei 4 kV auszulegen, d. h. es muß mit einem Stoßkurzschluß-Wechselstrom von 19 kA gerechnet werden, während man später

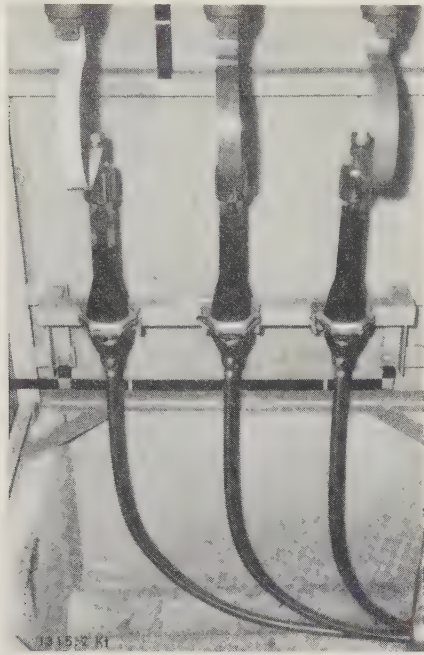


Bild 2. Kabelanschluß eines 20-kV-Drei-Bleimantelkabels, Typ NEKBA, $3 \times 95 \text{ mm}^2$ Kupfer.

bei 20 kV mit 12 kA auskommt. Die für eine Station erforderlichen Zellen wurden nach Abschluß der Entwicklungsarbeiten in Typenprüfungen untersucht, um die Auswirkungen von dreiphasigen Kurzschlüssen innerhalb der Zelle festzustellen. Die Zellen wurden mit 19 bis 20 kA bis zu 1,05 s Prüfdauer geprüft, wobei festgestellt wurde, daß sie den dabei aufgetretenen thermischen und dynamischen Beanspruchungen gewachsen waren.

Damit war eine Bauweise ermittelt, die es ermöglichte, auch unter schwierigen Raumverhältnissen eine 20-kV-Station unterzubringen. Neben diesem Vorteil war mit der Wahl dieser Zellen auch ein wesentlich besserer Schutz für das Bedienungspersonal erreicht. Die Versuche haben ergeben, daß selbst bei völliger Zerstörung der Zelleneinrichtung durch den Lichtbogen keine Auswirkungen nach außen eingetreten sind, die das Bedienungspersonal in ernstliche Gefahr gebracht hätten. Die Felder beziehen wir neuerdings mit Inneneinrichtung, d. h. einschließlich Sammelschienen und Leistungstrennschalter oder Lasttrennschalter mit Sicherungen, so daß auch die Montagezeit wesentlich abgekürzt werden konnte, — ein Vorteil, der bei dem außerordentlichen Mangel an Arbeitskräften besonders ins Gewicht fällt. Wir erreichen weiterhin eine einheitliche Gestaltung und Bedienung aller Stationen, was erhebliche betriebliche Vorteile mit sich bringt. Sowohl die einzelnen Felder als auch das sonstige Zubehör für die Station haben einheitliche Abmessungen, so daß in weitem Umfang fertige Bausteine verwendet werden können; das wirkt sich besonders günstig auf die Lagerhaltung aus.

Wir haben in unserem Netz seit 1957 bis jetzt 140 Felder in Maschennetzstationen eingebaut und 224 Felder mit Leistungsschaltern in Umspannwerken und Speisepunkten in Betrieb sowie 116 Felder im Bau. In der Planung sind 142 Felder. Mit den in Betrieb befindlichen Feldern haben wir bis jetzt gute Erfahrungen gemacht.

Daß mit den stahlblechgekapselten Schaltanlagen nur ein Teil der bei der Umstellung auf 20 kV zu lösenden Pro-

bleme befriedigend gelöst ist, soll ausdrücklich betont werden. Große Sorgen bereitet in vielen Fällen die Unterbringung und Montage der Endverschlüsse der 20-kV-Kabel.

Bild 2 zeigt den Anschluß eines 20-kV-Kabels NEKBA $3 \times 95 \text{ mm}^2$ Kupfer, mit durchsichtigen Endverschlüssen KEH 20 zur Überprüfung des Ölstandes. Bei Verwendung dieses Kabels benötigt man bei der gezeigten Anordnung eine Kabelgrube von 0,6 m Tiefe, um den erforderlichen Abstand von 0,80 m zwischen dem Aufteilungskopf des Kabels und der Unterkante des 20-kV-Endverschlusses zur Verfügung zu haben. Der Kerzenabstand mit 275 mm ist durch den Leiterabstand der Schalter gegeben. Die Verbindung zwischen Schalteranschluß und Endverschluß wird unter Verwendung von Dehnungsbändern ausgeführt.

Die Endverschlüsse beanspruchen in ihrer derzeitigen Form noch zu viel Platz, so daß die erhebliche Platzeinsparung durch die Bauweise der Schaltanlage durch die Endverschlüsse zum Teil wieder aufgehoben wird. Es wäre die Entwicklung kleiner Endverschlüsse für Drei-Bleimantelkabel mit kürzerer Montagezeit für die einschlägigen Firmen eine Aufgabe, deren Lösung vom Praktiker außerordentlich begrüßt würde.

Die Verbindung zwischen Umspannerschaltfeld und Umspanner wird mit einem Kunststoffkabel ausgeführt (Bild 3), wobei wesentlich kleinere Endverschlüsse aus Gießharz verwendet werden. Auch die Montagezeit ist hierbei wesentlich kürzer. Bei der Montage ist nur darauf zu achten, daß von der Oberkante des Endverschlusses bis zum Anschlußpunkt am Transformator mindestens 300 mm Abstand besteht. Die Kunststoff-Endverschlüsse können in jeder Lage montiert werden. Ähnliche Endverschlüsse für Drei-Bleimantelkabel wären sehr erwünscht.

Eine weitere Schwierigkeit besteht in der Unterbringung der Transformatoren in den Stationen. Nach den derzeitigen Bestimmungen muß man in verschiedenen Gebäuden, wie

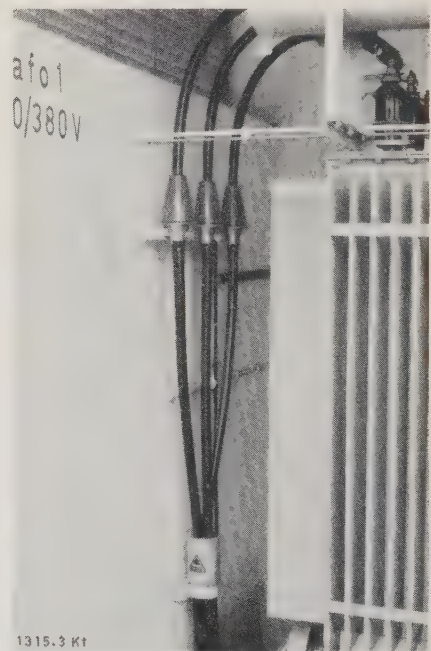


Bild 3. Transformatorenanschluß mit einem 20-kV-Kunststoffkabel, $3 \times 95 \text{ mm}^2$ Kupfer, Typ 2 YCEY und den dazugehörigen Gießharz-Endverschlüssen.

Kinos, Kaufhäusern usw., d. h. überall dort, wo Menschenansammlungen zu erwarten sind, besondere Vorkehrungen treffen, um im Brandfalle den Ausbruch einer Panik zu vermeiden. Es sind nicht nur besondere bauliche Schutzmaßnahmen erforderlich, sondern die Transformatoren selbst sollen unbrennbar sein. Diese Forderung ist heute schwer zu erfüllen, so daß schon oft der Wunsch aus weiten Kreisen der EVU kam, einen nicht brennbaren Transformator für 20 kV zur Verfügung zu haben.

H. Heinze, Stuttgart: Zu den spezifischen Umstellungskosten, die H. Möllinger für den Bereich der EAM ermittelt hat, möchte ich einige Werte hinzufügen, die sich bei der Energie-Versorgung Schwaben (EVS) ergeben haben, und zwar deshalb, weil die Unterschiede nicht ganz unbedeutend sind. In Tafel 1 sind die entsprechenden Zahlen dreier Betriebsverwaltungen der EVS zusammengestellt, die

Tafel 1. Spezifische Kosten für die Umstellung der Spannung von 15 kV auf 20 kV.

spezifische Kosten je Streckenlänge und Umspannstelle	Elektrizitäts-AG Mitteldeutschland (EAM)	Energie-Versorgung Schwaben (EVS) in Betriebsverwaltung		
		I	II	III
Streckenlänge	—	273 km	243 km	440 km
spezifische Kosten je Streckenlänge	1700,— DM	660,— DM	1000,— DM	670,— DM
Zahl der Umspannstellen	900	115	238	250
spezifische Kosten je Umspannstelle	2400,— DM	1560,— DM	1010,— DM	980,— DM

unabhängig voneinander in den letzten Jahren ihre Netze umgestellt haben. Die Unterschiede können verschiedene Ursachen haben. So haben wir praktisch keine Aufwendungen für die Änderung der Leitungsisolation gehabt. Ein großer Teil der Leitungen war bereits für 20 kV isoliert, dies nicht immer in Voraussicht der Umstellung, sondern zum Teil auch aus anderen Gründen, z. B. wegen der größtmöglichen Betriebssicherheit.

In einem Fall war die höhere Isolation durch den Klöppeldurchmesser bestimmt worden, so unwahrscheinlich dies klingen mag. Der frühere Isolator VK 2 war nämlich sowohl mit 11 mm als auch mit 16 mm Klöppeldurchmesser auf dem Markt. Nachdem früher einmal in diesem Bereich 16 mm gewählt worden waren, ergab sich zwecks vereinfachter Lagerhaltung zwangsläufig mit dem weiteren Ausbau der Netze die Verwendung des Isolators VK 75, nachdem der alte VK 2-Isolator und auch der neue VK 60 nur noch mit 11-mm-Klöppel hergestellt werden. Des weiteren haben wir auf den Holzmastleitungen fast durchweg die 15-kV-Stützenisolatoren belassen. Dies stellte keinen Verstoß gegen die für die Isolationsbemessung geltenden Leitsätze VDE 0111/2.61 dar. G. Weidler hat schon ausgeführt, daß im übrigen diese 15-kV-Isolatoren etwa den neuen Prüfbedingungen für die Reihe 20 entsprechen, wie sie in den ab Februar dieses Jahres gültigen Leitsätzen festgelegt sind. Da es jedoch verschiedene ältere Isolatortypen gibt, über deren Kennwerte keine Unterlagen mehr vorliegen, die aber in größeren Stückzahlen noch eingebaut sind, empfiehlt es sich in solchen Fällen, Prüfungen bei der Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen durchführen zu lassen, um sich zu vergewissern, ob und wie weit eine Auswechslung bei der Umstellung von 15 auf 20 kV notwendig ist.

Andere Kostenunterschiede können sich aus der Belastungsdichte, der Zahl der Umspanner je Umspannstelle, der Zahl der einspeisenden Umspannwerke, dem Umfang der bereits eingebauten Überspannungsschutzgeräte u. a. ableiten. Außerdem kann man z. B. die Umlegung von Freileitungen, die dann sofort mit den neuen Isolatoren ausgerüstet werden, ebenso wie den Umbau von Umspannstellen, der ohnehin unabhängig von der Umstellung fällig gewesen wäre, nicht der Umstellung anlasten. Wie weit solche Umbauten notwendig werden, ist wiederum von Netz zu Netz verschieden. Ferner zählt dazu auch der Austausch von Transformatoren in Abspannwerken. Wenn es gelingt, was nicht immer zu erreichen ist, daß der Austausch eines Umspanners gegen einen solchen größerer Nennleistung zeitlich mit der Umstellung zusammenfällt, dann geht das nicht zu Lasten der Umstellung.

Wollte man den hier aufgezeigten Unterschieden näher auf den Grund kommen, wären ausführlichere Vergleichsrechnungen erforderlich. Dies soll aber nicht Sinn dieses

Beitrages sein. Es soll vielmehr lediglich dargelegt werden, daß die Kosten in einem verhältnismäßig großen Bereich schwanken können und ermittelte spezifische Kosten keinen Ausgangspunkt für einen Gesamtkostenanschlag bilden.

In die Kostenfrage spielt auch die Frage der technischen Ausführung der Netzumspanner hinein. Bei der Schleswig und der EAM sind, wie den Ausführungen von G. Weidler und H. Möllinger entnommen werden kann, über Deckel umstellbare Umspanner eingesetzt worden. Bei der EVS wurden zu einem erheblichen Teil umlötbare Umspanner verwendet. Dies hat zwei wesentliche Vorteile. Erstens fällt der elektrisch schwache Punkt weg, den nun einmal der Umstellungsmechanismus darstellt. Es gibt nämlich immer wieder Ausfälle durch Überschläge am Umschalter. Sie mögen verhältnismäßig selten sein, bringen aber eine gewisse Unsicherheit in den Betrieb, weil sie meist mit längerem Stromausfall verknüpft sind.

Zweitens bringt die Verwendung umlöbbarer Umspanner eine einfachere Abwicklung der Umstellung. An die Stelle des ersten Umspanners tritt gleich der umgelötete, so daß je Umspannstelle nur ein einmaliger Wechsel von Umspannern im Zuge der Umstellung notwendig ist. Im anderen Falle wird der erste Umspanner zunächst durch den umstellbaren ersetzt. Beim Einsatz umlöbbarer Umspanner bleiben umschaltbare Typen nicht übrig, die man mit der neuen Spannung in Betrieb halten müßte. Dieses Verfahren hat allerdings auch einen Nachteil, nämlich den, daß für die Werkstatt ein erheblicher Arbeitsaufwand durch das Umlöten anfällt. Diesen Nachteil haben wir in Kauf genommen,

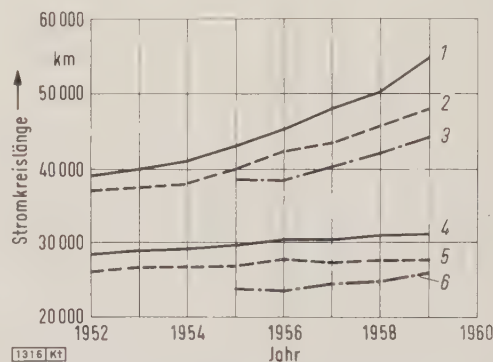


Bild 1. Zunahme der Streckenlänge bei Freileitungen und Kabeln in Mittelspannungsnetzen während der Zeit von 1952 bis 1959.

- 1 20-kV-Freileitungen und -Kabel 4 15-kV-Freileitungen und -Kabel
2 20-kV-Freileitungen 5 15-kV-Freileitungen
3 10-kV-Freileitungen und -Kabel 6 10-kV-Freileitungen

auch wenn dadurch das Tempo der Umstellung von der Leistungsfähigkeit der Werkstätten für das Umlöten abhängig wird. Ein weiterer Vorteil hingegen ist der niedrigere Preis, der um etwa 8% unter den umstellbaren Umspannern liegt.

Es sei noch vermerkt, daß nach der Neufassung der Technischen Liefervereinbarungen, die zwischen VDEW¹⁾ und ZVEI²⁾ abgesprochen worden sind, nur noch umlötbare Umspanner für solche Zwecke gebaut werden sollen.

Wenn heute so viel über die Umstellung von 15 auf 20 kV berichtet worden ist, so liegt die Frage nahe, wie die Entwicklung der Netze mit 15 und 20 kV Betriebsspannung in Westdeutschland tatsächlich aussieht. Hierzu gibt die von der VDEW seit 1952 geführte Statistik ein recht aufschlußreiches Bild. Die Darstellung (Bild 1) zeigt, daß die Streckenlänge der 20-kV-Netze in ständigem Steigen begriffen ist, während die der 15-kV-Netze im Verlauf dieser 8 Jahre etwa die gleiche blieb. Zunächst sollte man annehmen, daß die Kurve der 15-kV-Netze sinkt. Daß dem nicht so ist, kann wohl als Beweis dafür angesehen werden, daß die Zunahme der Streckenlänge in den mit 15 kV betriebenen Netzen z. Z. noch ihre Verminderung durch die Umstellung auf 20 kV ausgleicht. Früher oder später wird

1) VDEW = Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke.

2) ZVEI = Zentralverband der Elektrotechnischen Industrie.

zweifelloso die Verminderung durch Umstellung auf 20 kV überwiegen und die Kurve dann sinken. Wann das der Fall sein wird, läßt sich kaum voraussagen, zumal der Anteil der 15-kV-Netze noch recht erheblich ist und etwa ein Drittel aller heute noch mit 15 und 20 kV betriebenen Netze ausmacht.

Es ist vielleicht interessant zu wissen, wie sich die Freileitungsanteile in den beiden Netzen zueinander verhalten. Hier läßt sich sagen, daß sowohl in den 15-kV-Netzen als auch in den 20-kV-Netzen der Freileitungsanteil etwa 90 % beträgt. Es läßt sich aus dem Verlauf der Kurven auch nicht ableiten, daß mit einer Zunahme des Kabelanteils zu rechnen ist.

Etwas anders sieht es im 10-kV-Bereich aus, für den, obwohl nicht zu diesem Vergleich gehörend, die entsprechenden Kurven ebenfalls aus Bild 1 ersichtlich sind. Es überrascht, daß der Freileitungsanteil hier verhältnismäßig hoch ist und bei schätzungsweise 60 % liegt. Man hätte eher das Gegenteil vermutet, weil man annimmt, daß diese 10-kV-Netze als vorwiegend städtische Netze zu einem größeren Teil verkabelt sind. Im ganzen gesehen, beträgt die Streckenlänge der 10-kV-Netze etwas mehr als die Hälfte der Sireckenlängen der 15- und 20-kV-Netze zusammen. Auch das ist eine nicht uninteressante Feststellung.

O. Scheven, Hannover: Bezugnehmend auf den meines Erachtens einwandfreien Wirtschaftlichkeitsvergleich von G. Weidler möchte ich zur Frage des Umwickelns kleiner Typengrößen von Netztransformatoren darauf hinweisen, daß es zweckmäßig ist, nicht nur eine wirtschaftliche Grenze nach dem Baujahr — beispielsweise vor und nach 1950, wie von G. Weidler angegeben —, sondern auch nach der Nennleistung festzustellen.

Es ist meines Wissens allgemein üblich, für die Neubeschaffung von Netztransformatoren für den Normalbetrieb eine kleinste Nennleistung festzulegen, die für ländliche Versorgungsgebiete etwa zu 75 kVA oder 100 kVA gewählt zu werden pflegt. Für höhere Nennleistungen könnten also die Gedankengänge von G. Weidler angewendet werden. Bei der Umstellung ländlicher Versorgungsnetze von 15 kV auf 20 kV mit Flächenbelastungen, die wesentlich niedriger liegen als diejenigen städtischer Netze, für die wir Belastungen in der Größenordnung von 2 MW/km² nennen hörten, und bei denen wir z. B. bei der Hastra¹⁾ mit Belastungen im Bereich von nur 15 kW/km² bis etwa 40 kW/km² rechnen müssen, sind eine beträchtliche Anzahl Stromabnehmer mit kleinen Nennleistungen in der Größenordnung von 15/30 kVA²⁾ und 25/50 kVA zu berücksichtigen. Dort werden auch nach der Umstellung kleine Nennleistungen beispielsweise für Heidedörfer, kleine Gruppen ländlicher Anwesen, einzelne landwirtschaftliche Betriebe und abgelegene Forsthäuser benötigt. Diese kleinen Transformatoren sind also wohl in nennenswerter Stückzahl vorhanden, ergeben aber im Vergleich zu den Gesamtkosten der Umstellungsaktion verhältnismäßig unbedeutende Gesamtwerte der Verluste.

Die Neubeschaffung von Transformatoren mit so kleinen Nennleistungen scheint problematisch, weil einerseits nicht immer abzusehen ist, wie lange noch so viele Transformatoren dieser Größenordnung benötigt werden, andererseits aber die Umwicklungskosten nur 40 % des Neuwertes betragen. Hierzu hat uns unser Kostenvergleich gezeigt, daß die Summenkurve für die Umwicklungskosten und die kapitalisierten Verlustkosten im Bereich der Nennleistungen, die kleiner als etwa 100 kVA sind, unterhalb der Kurve für die Neubeschaffungskosten liegt, d. h. daß die Wirtschaftlichkeitsrechnung für die genannten kleinen Typengrößen durchaus nicht ungünstig für das Umwickeln ausfällt. Sie wird im Gegenteil recht günstig, wenn man als Vorteil gelten läßt, daß in den Verlustkosten keine Investi-

tionsmittel enthalten sind, was sogar zum Teil für die Umwicklungskosten zutrifft. Man kann es also verantworten, kleine Transformatoren umzuwickeln, um dadurch in die Lage versetzt zu werden, mit verhältnismäßig geringem Kapitalaufwand große Stückzahlen alter Transformatoren für die Umstellung zu erhalten. Später kann bei ruhiger Beobachtung der Lastentwicklung nach und nach ein Austausch gegen größere Transformatoren mit geringeren Verlusten vorgenommen werden, wobei die früher umgewickelten bei neuen Umstellungsaktionen jeweils wieder verwendet werden können.

Zum Problem der Sparumspanner möchte ich darauf hinweisen, daß sich ihr zentraler Einsatz im Umspannwerk des umzustellenden Gebietes besonders günstig anbietet, wenn das Umspannwerk mit Doppelsammelschienen ausgerüstet ist, insbesondere wenn zwei Speisumspanner vorhanden sind, von denen der erste die Sammelschiene mit den bereits umgestellten Abgängen mit 20 kV und der zweite die andere Sammelschiene mit den noch nicht umgestellten Strecken weiter mit 15 kV speist. Weidler zeigte ein Bild, in welchem ein Sparumspanner zwischen den Doppelsammelschienen eingefügt war (Bild 6 S. 716). Dies geschieht zweckmäßigerweise im wohl immer vorhandenen Kuppelfeld, indem von dort zwei Kabel provisorisch bis auf den Werkshof gelegt werden, wo der Sparumspanner auf Schwellen aufgestellt wird. Dann spart man Schaltfelder für den Sparumspanner und vermeidet umfangreichere Provisorien.

Der Umstellungszeitpunkt für ein solches Versorgungsgebiet ist sicherheitsmäßig am günstigsten, wenn man in der Umspannerbestückung nicht kleinlich gewesen ist und die Umstellung vollzieht, bevor die Gesamtlast die Nennleistung des kleineren der beiden Umspanner im Umstellungszeitraum überschreitet. Dann kann jederzeit bei Umspannerausfall der Sparumspanner unverzüglich zwischen geschaltet werden, ohne die Abnehmer empfindlich zu stören. Dies bedeutet auch einen sehr wünschenswerten Zeitgewinn für eine ruhige Abwicklung der gesamten Umstellungsaktion, denn das Netz behält stets die volle Reserve, und man kann ohne schlechtes Gewissen in bezug auf die Versorgungssicherheit jede überstürzte Aktion vermeiden.

Schließlich weise ich noch darauf hin, daß der Leistungsgewinn bei Umstellung von 15 kV auf 20 kV für das Netz nicht immer 78 % beträgt, wie das gegebenenfalls irrtümlich angenommen werden könnte. In der Praxis ist nämlich jeweils zu unterscheiden, ob die umzustellenden Mittelspannungsleitungen die Mehrleistungen transportieren können oder nicht. Falls sie thermisch schon bei 15 kV ausgelastet waren, was z. B. bei großen Lasten in der Nähe des Umspannwerks häufig der Fall ist, so ist nur mit einem Leistungsgewinn im Verhältnis der umgestellten Spannungen, also mit 33 % zu rechnen. Soll dagegen die Umstellung hauptsächlich aus Gründen besserer Spannungshaltung bei genügend Spielraum in der Belastung der Leiterquerschnitte durchgeführt werden, so kann bis zu 78 % Leistungsgewinn bei einfachen Netzkonstellationen erreicht werden. Alle praktischen Fälle werden aber wohl zwischen diesen beiden Extremen liegen.

H. Wurz, Berlin: Müller-Guntrum hat die Spannungsumstellung als technisch-wirtschaftliche Aufgabe gekennzeichnet. Ich möchte hierzu eine Frage stellen: Gelten die Kosten für die Umstellung der Spannung auf 10 kV für das gesamte 5-kV- und 6-kV-Netz oder lediglich für ein Teilnetz, das sich in einem überblickbaren Zeitraum umstellen läßt?

Wenn die Kosten — wie ich vermute — nur für ein Teilnetz ermittelt und diese Kosten dem Beschluß zur Spannungsumstellung zugrunde gelegt wurden, dann ist wahrscheinlich beabsichtigt, die bei der Umstellung gewonnenen technischen und wirtschaftlichen Erfahrungen abzuwarten.

¹⁾ Hastra = Hannover-Braunschweigische Stromversorgungs-AG.

²⁾ Dies besagt, daß die Nennleistung 15 kVA und die Höchstleistung 30 kVA beträgt.

Von diesen hinge es ab, ob weitere Umstellungen unterlassen oder ob sie nacheinander durchgeführt werden. Im letzten Fall würden auf unbestimmte Zeit die alten Verteilungsspannungen und die neue Spannung nebeneinander bestehen.

Nach meiner Auffassung hängen die Kosten für die Umstellung der gesamten bestehenden 5-kV- und 6-kV-Netze auf 10 kV sehr von der Zeitspanne ab, in der die Umstellung abgewickelt wird. Wenn man z. B. mit einem natürlichen Anlagen- und Netzzuwachs von 10 % je Jahr rechnet und die Absicht hätte, 10 % des bestehenden Netzzuwachses umzustellen, wäre es nur notwendig, die Anschaffungen einmal zusätzlich für diese 10 % der Umstellung zu tätigen und in der folgenden Bauperiode den fraglichen Materialbedarf des natürlichen 10-prozentigen Wachstums teilweise aus dem freigewordenen Material des umgestellten Netzes zu decken. Auf diese Weise würde die Umstellung praktisch ohne weitere zusätzliche Kosten durchführbar sein.

Anders werden die Kosten sein, wenn der Umfang der Umstellung von dem natürlichen Anlagenzuwachs nach oben oder unten abweicht. Das Umstellungsverfahren, 10 % Umstellung bei 10 % natürlichem Wachstum, wird sich sicherlich nicht konsequent mit der dargelegten Kostengestaltung erreichen lassen. Es sollte lediglich erwähnt werden, daß es eine finanziell optimale Umstellungsgeschwindigkeit gibt, wenn nicht die Umstellung aus anderen Gründen, z. B. wegen Anlagenüberalterung, notwendig oder vorteilhaft ist.

U. Müller-Guntrum, Hamburg: Der Kostenermittlung für die Spannungsumstellung wurden Teilnetze zugrunde gelegt, deren Umstellung dadurch besonders vorteilhaft war, daß man sie wegen der Überalterung der Anlagen und der für die alte Betriebsspannung unzureichenden Leiterquerschnitte praktisch neu hätte bauen müssen. Eine Umstellung im Umfange des jährlichen Anlagenzuwachses war einerseits aus Gründen mangelnder Arbeitskapazität nicht durchführbar, andererseits verteilen sich die Investitionen für den jährlichen Anlagenzuwachs annähernd etwa gleichmäßig über das gesamte Versorgungsgebiet. Die Umstellung wird dagegen nur in einzelnen Netzteilen vorgenommen, die jedoch fortlaufend aneinandergrenzen müssen.

G. Buß, Köln: Die vorangegangenen Darlegungen haben gezeigt, welche Aufwendungen die Umstellung eines Netzes auf eine höhere Betriebsspannung erfordert. Umspanner müssen umgewickelt oder neu beschafft werden. In gewissen Fällen sind bei Sonderabnehmern Zwischentransformatoren aufzustellen, damit vorhandene Motoren weiter benutzt werden können. Neue Spannungswandler und Überspannungsschutzgeräte werden benötigt, gegebenenfalls müssen zusätzliche Spulen für die Erdschlußlöschung eingebaut und die Schaltanlagen erweitert werden. Bei umzustellenden Freileitungen sind je nach ihrer Reihenspannung Isolatoren auszuwechseln. Weiterhin müssen die Kosten für den Aus- und Einbau der Geräte und für die sonstigen Montagearbeiten berücksichtigt werden. Im übrigen kommt man aber bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für eine solche Umstellung offenbar nur dann zu einem tragbaren Aufwand, wenn die vorhandenen Kabel mit der höheren Netzspannung weiter betrieben werden können. Dies hat bei ausgedehnten Netzen seinen Grund nicht nur in dem Betrag, der für die Beschaffung der Kabel selbst aufzuwenden wäre, sondern vor allem in den Kosten, die durch Erdarbeiten und Montage verursacht würden.

Ein betriebsstüchtiges Kabelnetz stellt also einen beachtlichen Kapitalwert dar. Es ist daher von großer wirtschaftlicher Bedeutung, wenn man die Kabel für eine entsprechend hohe Betriebssicherheit und für eine längere Lebensdauer auslegt, als man sie von anderen elektrischen Betriebsmitteln, die

leichter ausgewechselt werden können, üblicherweise erwartet. *Müller-Guntrum, Weidler und Möllinger* haben daher auch der Frage nach dem Betriebsverhalten der Kabel unter der höheren elektrischen Beanspruchung, auf die ich im folgenden noch etwas näher eingehen möchte, ihre besondere Beachtung geschenkt. Ich werde versuchen, auf Grund unserer Erfahrungen zu solchen Prüfungen und Betrachtungen Stellung zu nehmen, denen ein Aussagewert über das zu erwartende Betriebsverhalten der Kabel zugesprochen wird.

Seit Kriegsende ist die Felten & Guilleaume Carlswerk AG von 24 Elektrizitätswerks-Unternehmen — von einigen mehrfach — wegen der von ihnen geplanten Erhöhung der Betriebsspannung der Kabel um Beratung oder Mitwirkung ersucht worden. Die Übereinstimmung mit der von *Waste* aus den Unterlagen der Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen genannten Zahl besagt nicht, daß es sich dabei in allen Fällen auch um die gleichen EVU handelt. Während unsere Mitarbeit manchmal auf die Empfehlung des von uns für zweckmäßig erachteten Vorgehens beschränkt blieb, haben wir für andere EVU sehr eingehende Laboratoriumsuntersuchungen an Kabelstücken oder Prüfungen an ganzen Kabelanlagen ausgeführt.

Dabei zeigte sich zunächst einmal, daß es vollkommen unzulänglich ist, nur auf die Nennspannung und die zukünftige Betriebsspannung des Kabels zu achten; von Bedeutung sind der Aufbau der Isolierung des Kabels und, wie wir später noch sehen werden, seine bisherige betriebliche Beanspruchung. So war z. B. ein Kabel, das etwa im Jahre 1906 eingebaut worden war und die Nennspannung 3 kV hatte, stärker isoliert als ein 10-kV-Kabel nach VSK 28. Die Isolierung bestand aber aus Juteband, das mit einer bituminösen Masse getränkt war, und hatte derart minderwertige elektrische Eigenschaften, daß wir von einem Betrieb dieses Kabels mit der der Dicke seiner Isolierung entsprechenden Spannung 10 kV abraten mußten. Gelegentlich ergab die Untersuchung, daß Kabel der Nennspannung 10 kV tatsächlich für 15 kV isoliert waren und diese Isolierung auch noch einen einwandfreien Zustand aufwies. Gegen eine weitere Verwendung der Kabel bei höherer Betriebsspannung bestanden daher keine Bedenken. Aus dem gleichen Grund muß man die Umstellung eines 8-kV-Kabels auf 16 kV Betriebsspannung, die in der schweizerischen Veröffentlichung ([6] auf S. 717) erwähnt ist, aus der Betrachtung herauslassen. Dieses Kabel hat nämlich eine Isolierungsdicke von 8,4 mm zwischen Leiter und Leiter und von 8,2 mm zwischen Leiter und Mantel. Es ist also stärker isoliert als ein deutsches 15-kV-Kabel nach VSK 28, und seine Umstellung auf 16 kV Betriebsspannung war daher vollkommen unproblematisch.

Man muß also von dem tatsächlich vorliegenden Isolierungsaufbau des Kabels ausgehen, um beurteilen zu können, ob die Isolierung durch die Spannungserhöhung eine Beanspruchung erfährt, die eine vorzeitige Alterung erwarten läßt. Beim Übergang von 3 kV und auch noch von 6 kV auf die nächst höhere Betriebsspannung scheint diese Frage nicht so bedeutungsvoll, da — wie schon gesagt wurde — in diesem Spannungsbereich die Dicke der Kabelisolierung mit Rücksicht auf die mechanischen Anforderungen etwas stärker bemessen ist. In jedem Fall ist aber auch der Zustand des Dielektrikums zu berücksichtigen. Hier möchte ich den Hinweis von *Müller-Guntrum* auf die Auswirkungen einer thermischen Vorbeanspruchung der Kabel noch einmal ausdrücklich hervorheben. Bei Kabeln, die zeitweilig oder sogar häufig überlastet wurden, ist natürlich das Isoliervermögen durch Alterung oder durch Masseverarmung stärker gemindert als bei anderen Kabeln, die thermisch weniger hoch belastet wurden. Derartige Überlastungen können sich aus betrieblichen Erfordernissen ergeben haben oder auf Kurzschlußströme unzulässiger Höhe oder Dauer zurückzuführen sein.

Aufschluß über den Zustand und die Güte des Dielektrikums der umzustellenden Kabel können wohl nur Laboratoriumsuntersuchungen an mehreren, nach zweckentsprechenden Gesichtspunkten auszuwählenden Kabelstük-

ken geben. Wir haben daher neben einer visuellen Beurteilung spannungs- und temperaturabhängige Verlustfaktormessungen sowie Spannungsprüfungen von längerer Dauer an kalten und betriebswarmen Kabeln durchgeführt. Auf Grund der dabei gewonnenen Ergebnisse mußten wir in einigen Fällen von der Umstellung der betreffenden Kabel von 5 kV auf 10 kV sowie auch von 15 kV auf 20 kV ab-raten.

An zwei Beispielen, die unseren Untersuchungen entnommen sind, möchte ich darlegen, wie unterschiedlich die dielektrischen Eigenschaften alter Kabel sein können. Bild 1 zeigt von zwei 5-kV-Kabeln, die auf 10 kV umgestellt werden sollten, den Verlauf des Verlustfaktors in

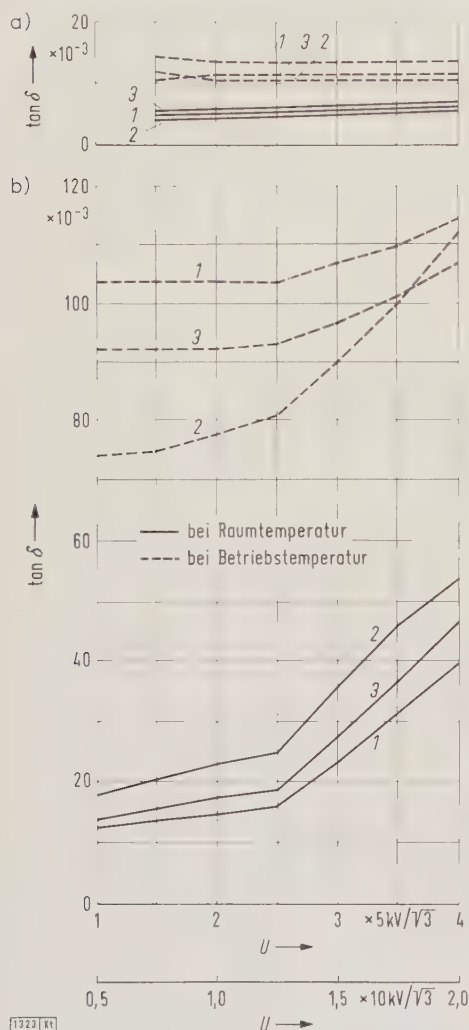


Bild 1. Abhängigkeit des Verlustfaktors von der Spannung bei zwei 5-kV-Massekabeln nach mehr als 30-jähriger Betriebsdauer.

a) Kabelprobe I b) Kabelprobe II
1, 2, 3 Adern verschiedener Kennfarbe

Abhängigkeit von der Spannung, die in Vielfachen der bisherigen und der vorgesehenen Betriebsspannung angegeben ist. Das Kabel aus dem Netz des einen EVU (Bild 1a) erfüllt nach mehr als 30-jähriger Betriebszeit die Verlustfaktorbedingungen der VDE-Vorschrift 0255/2.51 für 15-kV-Kabel bei Raumtemperatur noch einwandfrei und sogar fast auch noch bei Betriebstemperatur. Das Kabel eines anderen EVU (Bild 1b) dagegen weist schon bei Raumtemperatur und niedriger Spannung eine verhältnismäßig starke Ionisierung auf, obwohl dies bei dem ungewöhnlichen Maßstab des Diagramms nicht so augenfällig ist. Eine Darstellung in dem üblichen Maßstab, den auch Weidler bei seinen Verlustfaktorkurven verwendet hat, würde zeigen, daß die Kurve nicht etwa erst bei $2,5 \times 5 \text{ kV}/\sqrt{3}$ (bzw. $1,25 \times 10 \text{ kV}/\sqrt{3}$) einen Ionisierungsknick hat, sondern daß die dielektrischen Verluste auch schon in dem unteren Span-

nungsbereich sehr steil ansteigen. Mit der Erwärmung auf 60°C Leitertemperatur erreicht der Verlustfaktor bei der vorgesehenen Betriebsspannung den 5-fachen Wert. Die Ionisierungsvorgänge lassen auf Hohlräume als Folge der thermischen Vorbeanspruchung schließen; das starke Anwachsen der Verluste mit der Temperatur ist auf eine Alterung der Isoliermasse zurückzuführen.

Da das sogenannte Massekabel bekanntlich als nicht stabilisiertes Kabel durch die Wärmespiele in seinem Dauerverhalten beeinträchtigt wird, kann aus der Spannungsfestigkeit allein nicht auf das weitere Betriebsverhalten eines Kabels nach der Umstellung geschlossen werden. Dies scheint mir der schweizerische Dauerversuch, den schon Möllinger und Weidler für ihre Betrachtungen ([6] auf S. 717) herangezogen haben, sehr eindrucksvoll zu bestätigen. Die zwei 100-m-Längen des 10-kV-Kabels, das auf 16 kV umgestellt werden sollte, hielten zwar über drei Jahre lang Betriebsspannungen von 20 kV und 26 kV stand, die tägliche Strombelastung während der Heizwechsel entsprach dabei aber mit 50 A nur dem halben Wert der in den VDE-Bestimmungen festgelegten Stromstärke und erzeugte damit nur ein Viertel der nach diesen Richtlinien zulässigen Wärme. Als der Strom dann auf den VDE-Richtwert 100 A erhöht wurde, schlug das mit 26 kV betriebene Kabel nach 19 Tagen durch. Diesen normalen Lastwechseln hat also nur das mit 20 kV betriebene Kabel während seiner Prüfzeit von 8 Monaten standgehalten. Die Prüfspannung 20 kV hat zwar, wie Weidler sagte, den doppelten Wert der Kabelnennspannung, sie ist aber auch nur das 1,25-fache der Betriebsspannung 16 kV, auf die das Kabel umgestellt werden sollte.

Es ist schon darauf hingewiesen worden, daß vor einer Umstellung die Muffen und vor allem die Endverschlüsse überprüft und gegebenenfalls der höheren Betriebsspannung angepaßt werden müssen. In jedem Fall halten wir aber auf Grund unserer Erfahrungen, eben besonders im Hinblick auf die Muffen und Endverschlüsse, eine Spannungsprüfung an der gesamten Kabelanlage für notwendig. Von den in den VDE-Vorschriften vorgesehenen Prüfungen ist die Prüfung mit Wechselspannung meist aus betrieblichen Gründen nicht ausführbar, und die mit Gleichspannung scheint uns zu schwach zu sein, da sie nur zur Aufdeckung von Montagefehlern gedacht ist. Bezüglich der Höhe der Prüfspannung vertrat Müller-Guntrum die Auffassung, daß verlegte Kabel nur mit etwa 70 % der bei der Stückprüfung in der Fabrik angewandten Spannung geprüft würden, und damit der Beanspruchung der Kabel bei der Legung Rechnung zu tragen. Hierzu möchte ich daran erinnern, daß die Wechselspannungsprüfung an Kabelanlagen hinsichtlich Ausführung und Spannungshöhe so festgelegt wurde, daß sie mit den vorhandenen Betriebseinrichtungen ohne zusätzlichen Aufwand durchgeführt werden kann. Für die Prüfung mit Gleichspannung wurde dann auch hier wieder, wie bei der Stückprüfung, der dreifache Wert der Wechselspannung gewählt.

Als wir nach dem Krieg vor die Aufgabe gestellt waren, sogenannte schleichende Fehler in Kabelnetzen aufzudecken, haben wir mit bestem Erfolg eine Gleichspannung von etwa dem 8-fachen Wert der vorgesehenen Leitererdspannung eine Stunde lang angewendet. Eine derartige Gleichspannungsprüfung führt zu einer Ausmerzungen von schwachen Stellen, die den Vorteil hat, daß dadurch spätere unliebsame Störungen des Netzbetriebes weitgehend vermieden werden; sie erfordert allerdings entsprechende Vorbereitungen zur schnellen Behebung von Schäden, mit denen gerechnet werden muß. Wir sind der Auffassung, daß man auch vor einer Umstellung eine solche „Netzreinigung“ schrittweise vornehmen sollte, da, wie uns die Erfahrung gezeigt hat, eine einfache Prüfung nach den VDE-Bestimmungen solche Schwachstellen, die im späteren Betrieb zu Störungen führen, nicht in hinreichendem Maße aufdeckt. Aus Tafel 1 und 2 gehen die Prüfbedingungen und die Ergebnisse von zwei derartigen Prüfungen hervor.

Mit diesen Ausführungen sollte dargelegt werden, daß eine Spannungsumstellung von Kabeln in den genannten Spannungsbereichen nach Vornahme der erwähnten Unter-

Tafel 1. Durchführung und Ergebnis der Prüfung eines Kabelnetzes vor der Umstellung von 3 kV auf 6 kV Betriebsspannung.

Prüfspannung: $25\text{ kV} = 7,2 \cdot \frac{6\text{ kV}}{\sqrt{3}}$	Prüfschaltung: 1 gegen 2 + 3 + Bleimantel	
Prüfdauer: je Ader 20 min	Prüfumfang: 59 Strecken	
Prüfergebnis: 25 Strecken fehlerfrei; 34 Strecken mit insgesamt 60 Fehlern, davon 27 Strecken nach Instandsetzung gut, 7 Streckenabschnitte für 6 kV nur bedingt oder nicht verwendbar.		
Fehlerort	Fehler	
	Anzahl	%
Endverschlüsse	12	20
provisorische Endverschlüsse	7	11,7
Muffen	21	35
Kabel	9	15
Kabel, bedingt durch Feuchtigkeit	2	3,3
angeschlossene Anlagen	3	5
nicht untersucht	6	10
insgesamt	60	100

Tafel 2. Durchführung und Ergebnis der Prüfung eines Kabelnetzes vor der Umstellung von 6 kV auf 11 kV Betriebsspannung.

Prüfspannung: $45 \text{ kV} = 7,1 \cdot \frac{11 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$	Prüfschaltung: 1 gegen 2 + 3 + Bleimantel
Prüfdauer: je Ader 30 min	Prüfumfang: 14 Kabelstrecken von insgesamt 9769 m und 2 Freileitungsstrecken mit Kabelabschnitten von insgesamt 2648 m
Prüfergebnis: 7 Kabelstrecken und 1 Freileitungsstrecke fehlerfrei; 7 Kabelstrecken und 1 Freileitungsstrecke mit insgesamt 20 Fehlern nach Instandsetzung gut.	
Fehlerort	Fehler Anzahl %
Endverschlüsse	6 30
Muffen	3 15
Kabel	8 40
Porzellanisolatoren (je ein Freileitungs-, Endverschluß-Isolator und ein Stützer)	3 15
insgesamt	20 100

suchungen zu verantworten ist. Ich wollte aber auch auf die Problematik hinweisen, die sich bei Massekabeln aus der unvermeidlichen Hohlraumbildung und der Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors alter Kabel für ihr Dauerverhalten unter höherer Beanspruchung ergeben kann. Dieser Hinweis scheint mir bei der wirtschaftlichen Bedeutung, die der Betriebssicherheit von Kabelanlagen zukommt, wichtig zu sein. Im übrigen möchte ich empfehlen, über umgestellte Kabelstrecken eine gesonderte Störungs-Statistik zu führen und dabei auf die Klärung der Fehlerursachen besondere Sorgfalt zu verwenden, damit möglichst wertvolles Erfahrungsmaterial zusammengetragen wird.

P. Oberfichtner, München: Müller-Guntrum befaßte sich in seinem Vortrag auch mit der Frage der Weiterverwendung von Kabeln niedrigerer Reihenspannung. An Hand von Bildern zeigte er, daß die Isolierhüllen von Kabeln seit der Änderung der VDE-Vorschriften im Jahre 1934 mit Rücksicht auf die mechanische Beanspruchung bei der Verlegung wieder stärker ausgeführt werden. Für die elektrische Beanspruchung der 6-kV-Kabel ergeben sich Werte, die unter denen der 10-kV-Kabel liegen. Die damit verbun-

dene elektrische Reserve soll, allerdings nach einer eingehenden Spannungsprüfung der umzustellenden Kabelstrecken, durch die Umstellung in Anspruch genommen werden. Müller-Guntrum kommt zu dem Schluß, daß eine zusätzliche Gefahr für Leib und Leben überhaupt nicht bestehe.

Die Stadtwerke München interessiert in diesem Zusammenhang die Stellungnahme zu folgenden Fragen: Haben die HEW über die oben erwähnte Spannungsprüfung hinaus auch noch betriebliche Sicherheitsmaßnahmen vorgesehen? Werden in solchen Fällen, in denen eine Kabeltrasse mit bereits umgestellten Kabeln geöffnet werden muß, weil weitere Kabel hinzugelegt werden müssen, die bereits verlegten und umgestellten Kabel abgeschaltet?

Bei den Stadtwerken München ereignete sich vor wenigen Jahren ein Unfall dadurch, daß ein 6-kV-Kabel, das mit nur 5 kV in Betrieb war, beim Öffnen des Kabelgrabens durchschlug. Zum Glück befand sich in diesem Augenblick niemand an dieser Stelle im Graben, trotzdem aber erlitten zwei Arbeiter, die oben am Grabenrand standen, erhebliche Verbrennungen. Gewiß läßt sich sagen, daß es sich um einen Unfall handelt, weil das Kabel durch unsachgemäßes Arbeiten beschädigt wurde. Wie aber muß der Fall beurteilt werden, wenn es sich um ein umgestelltes Kabel handelt, bei dem eine früher vom Kabelhersteller vorgesehene Sicherheitsmaßnahme aufgegeben wurde?

U. Müller-Guntrum, Hamburg: Wenn es bei einem freigelegten Kabel oder einer Muffe aus irgendwelchen Gründen zu einem Kabelschaden oder Muffenfehler kommt, so ist die Gefährdung von in der Nähe befindlichen Personen unabhängig von der Nennspannung, mit der das Kabel betrieben wird, und nur abhängig von der an der Fehlerstelle auftretenden Kurzschlußleistung und Kurzschlußdauer. Die Spannung der kurzgeschlossenen Leiter an der Fehlerstelle ist ohnehin nahezu Null.

Die Gefahr, daß an einem freigelegten Kabel oder einer freigelegten Muffe ein Fehler auftritt, ist bei Kabeln aller Nennspannungen nur bei mechanischen Beschädigungen zu erwarten oder durch Ursachen, die mit einer Spannungs-umstellung nicht im Zusammenhang stehen, wie z. B. unsachgemäße Muffenmontage. Eine Gefährdung von Menschen durch die höhere elektrische Beanspruchung der Isolierung ist meines Erachtens nicht gegeben, da die Beanspruchung der Isolierung (in kV/mm) bei Kabeln höherer Reihenspannung erheblich größer ist als bei 6-kV-Kabeln, die mit 10 kV betrieben werden.

H. Engelhardt, Frankfurt a. M.¹⁾: In Städten, die elektrische Energie aus Hochspannungsnetzen beziehen und sie mit 20 kV und einer weiteren Mittelspannung verteilen, gibt es zwei Möglichkeiten, auf das wirtschaftlichere Versorgungssystem mit nur einer Mittelspannungsstufe überzugehen. Für solche Änderungen des Netzaufbaus kommen nämlich nur die Betriebsspannungen 10 und 20 kV in Betracht, da die darüber und darunter liegenden Nennspannungen aus wirtschaftlichen und teilweise auch aus technischen Gründen ausscheiden. Man kann somit die bisher mit der kleineren Spannung betriebenen Einrichtungen auf 10 kV umstellen und dabei auf das ganze 20-kV-Netz verzichten. Es ist aber auch möglich, die Stationen der unteren Mittelspannungsstufe für 20 kV umzubauen, um die Energie künftig nur noch mit dieser Spannung zu verteilen. Im ersten Fall handelt es sich vorwiegend um die Umstellung vorhandener Anlagen auf eine höhere Betriebsspannung, während im zweiten Fall Stationen neu errichtet oder umgebaut und Kabel zusätzlich gelegt werden müssen.

Beide Verfahren wurden bereits mehrfach mit guten Erfolgen angewendet. Trotzdem sind die Meinungen über

¹⁾ Dieser Diskussionsbeitrag wurde nach der Tagung schriftlich nachgereicht.

ihre Zweckmäßigkeit noch geteilt, weil sie technisch und wirtschaftlich unterschiedlich beurteilt werden. Dabei werden die 10-kV-Netze häufig als vorteilhafter angesehen als solche für 20 kV.

Zahlreiche Untersuchungen über den Ausbau städtischer Stromversorgungsnetze ergaben dagegen, daß keine der beiden Spannungen solche Vorteile bietet, daß sie vor der anderen bevorzugt werden müßte. Da es somit eine allgemein gültige Regel für die Wahl der Mittelspannung in städtischen Stromversorgungsgebieten nicht gibt, muß man in jedem Fall prüfen, welche der beiden Spannungen unter den jeweiligen Verhältnissen die günstigere ist. Das Ergebnis hängt nur von den Investierungskosten für die Umstellung oder dem Umbau auf das neue Versorgungssystem mit nur einer Mittelspannung ab. Andere wirtschaftliche Gesichtspunkte beeinflussen dagegen, ebenso wie die technischen Erfordernisse, die Entscheidung über die Wahl der Mittelspannung in städtischen Gebieten meistens nicht.

Die Kosten der Netzänderungen können sich bei beiden Spannungen in jedem Einzelfall sehr unterscheiden. Man muß prüfen, inwieweit die vorhandenen Kabel, die bisher mit Spannungen zwischen 4 und 6 kV betrieben wurden, für die Umstellung auf 10 kV geeignet sind und in welchem Umfang die Stationen für die Niederspannungsversorgung und für die Großabnehmer beibehalten werden können. Andererseits spielt auch der Umfang der 20-kV-Anlagen einschließlich der Kabel bei diesen Überlegungen eine wesentliche Rolle.

Unterscheiden sich die Kosten bei beiden Änderungen im Netzaufbau nur unwesentlich, so müssen weitere Gesichtspunkte für die zu treffende Wahl der Mittelspannung herangezogen werden. Hierfür kommt z. B. auch der Leistungsbedarf der einzelnen Großabnehmer in Betracht. Müssen in Städten größere Industriewerke über lange Kabel versorgt werden, so ist der Ausbau des Mittelspannungsnetzes mit 20 kV Betriebsspannung vorteilhafter als mit 10 kV. Sind dagegen viele Abnehmer vorhanden, die einen Mittelspannungsanschluß benötigen, weil ihr Leistungsbedarf für das Niederspannungsnetz zu groß, für ein 20-kV-Netz aber nicht ausreichend ist, so entscheidet man sich besser für 10 kV. Unternehmen, die außer dem Stadtgebiet auch das umliegende Überlandgebiet versorgen, wählen für beide Gebiete am besten die gleiche Spannung, wobei mit Rücksicht auf die Erfordernisse des Überlandgebietes 20 kV vorteilhafter ist.

Die Feststellung, daß sich 10- und 20-kV-Netze in der Mittelspannungsstufe städtischer Stromversorgungssysteme technisch und wirtschaftlich nur wenig unterscheiden, kann auch durch grundsätzliche Betrachtungen bewiesen werden. In Bild 1 ist hierfür als Beispiel ein städtisches Kabelnetz gewählt, dem die Werte 1250 und 10 000 kW/km² für die mittlere Lastdichte im ganzen Versorgungsgebiet zugrunde liegen. Der erste Wert ist in vielen Städten bereits überschritten, während der zweite in etwa 10 bis 20 Jahren erreicht wird.

Werden Leitungen, Transformatoren und die von einem Umspannwerk oder einer Netzstation versorgten Bezirke nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bemessen, so kann ein Umspannwerk bei 20 kV mit etwa 40 % größerer Leistung als bei 10 kV ausgeführt werden. Auf die Bemessung der Netzstationen für die Niederspannungsversorgung übt dagegen die Größe der Mittelspannung praktisch keinen Einfluß aus.

In Bild 1 sind die prozentualen jährlichen Betriebskosten je Kilowatt nutzbarer Abgabe für die 10- und 20-kV-Variante bei beiden Lastdichten gegenübergestellt. Im Niederspannungsnetz treten praktisch keine Unterschiede auf, was dagegen für die Netzstationen nicht zutrifft. Bei den mit der größeren Reihenspannung ausgeführten Stationen sind die Schaltgeräte und das Aufbaumaterial im Mittel um etwa 20 % und die Transformatoren zwischen 5 und 7 % teurer als bei der Ausführung für die Reihe 10. Außerdem haben die Schaltgeräte bei 20 kV etwa 50 bis 75 % größeren Raumbedarf, während bei den Transfor-

matoren keine nennenswerten Unterschiede bestehen. Da die Niederspannungsanlagen in beiden Fällen gleichen Umfang haben, sind die Errichtungskosten einer vollständigen 20-kV-Station einschließlich Gebäude im Mittel um 10 bis 15 % höher als die einer 10-kV-Station gleicher Leistung. Die Betriebskosten unterscheiden sich noch weniger, da die Transformatorverluste bei beiden Mittelspannungen praktisch gleich sind.

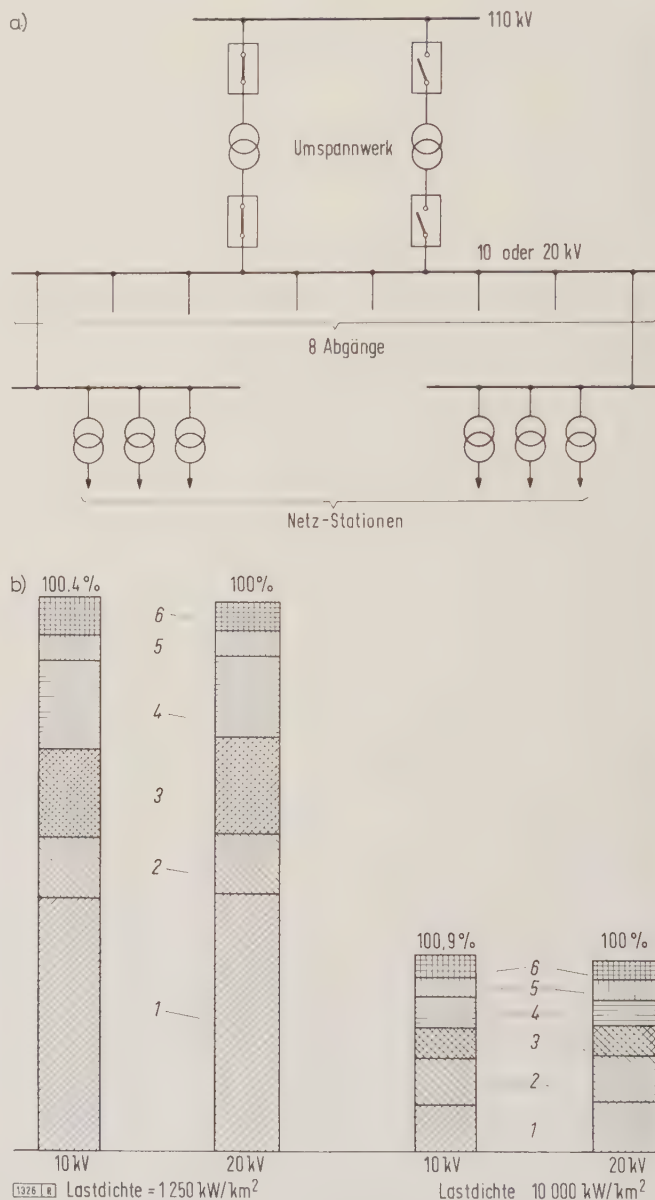


Bild 1. Wirtschaftlicher Vergleich der Betriebskosten der 10- und 20-kV-Variante in der städtischen Stromversorgung.

- 1 Niederspannungskabel
- 2 Transformatoren zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz
- 3 Schaltanlagen zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz
- 4 Mittelspannungskabel
- 5 Transformatoren zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetz
- 6 Schaltanlagen zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetz

Die Betriebskosten der Mittelspannungskabel sind in beiden Fällen etwa gleich. Der gegenüber der 10-kV-Variante um rd. 40 % größere 20-kV-Versorgungsbezirk hat eine Belastung, die im gleichen Maß größer ist. Der vom Umspannwerk ins Netz fließende Strom beträgt bei 20 kV somit etwa 70 % des Stromes bei der 10-kV-Variante. Infolgedessen kommt man bei der größeren Betriebsspannung mit kleineren Kabelquerschnitten aus. Den größeren Kosten für die Kabelisolation stehen somit bei 20-kV-Kabeln geringere Aufwendungen für den Leiterwerkstoff und die

Tafel 1. Technischer Vergleich der 10- und 20-kV-Varianten in der städtischen Stromversorgung.

Lastdichte	kW/km ²	1250		10 000	
Betriebsspannung des Mittelspannungsnetzes	kV	10	20	10	20
Leistung der Netzstationen	kVA	250	250	630	630
Leistung der Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannung	MVA	2 × 20	2 × 31,5	2 × 50	2 × 63
wirtschaftlicher Querschnitt im Mittelspannungsnetz	mm ² Al	70	50	150	95
Kurzschlußleistung im Umspannwerk (Mittelspannungs-Schiene)	MVA	200	315	500	630
Spannungsfall im Mittelspannungsnetz	%	3,1	2,3	2,4	1,8
Zahl der Netzstationen im Bezirk eines Umspannwerks	Stück	127	174	99	134

Verluste gegenüber, was die Ursache der praktisch gleichen Betriebskosten bei beiden Spannungen ist.

Im speisenden Umspannwerk wirkt sich schließlich die größere Spannung vorteilhafter als die kleinere auf die Betriebskosten aus. Infolge der größeren Leistung des Umspannwerks bei der 20-kV-Variante sind die jährlichen Aufwendungen je Kilowatt Netzlast niedriger als bei Ausführung des Mittelspannungsnetzes für 10 kV.

Die unterschiedlichen Betriebskosten der einzelnen Anlagenteile führen zu Gesamtkosten des Verteilungssystems, die sich bei beiden Mittelspannungen nur wenig unterscheiden. Dies trifft für beide Lastdichten zu. Bei 10 000 kW/km² sind die Aufwendungen je Kilowatt Netzlast selbstverständlich niedriger als bei kleinerer Lastdichte.

Die digitale Anzeige von Meß- und Zählergebnissen

DK 621.3.087.9

Der Verfasser¹⁾ beschreibt die verschiedenen Ausführungsformen und Eigenschaften von Anzeigeeinheiten. Die am eigentlichen digitalen Meß- und Zählvorgang beteiligten Zählröhren werden als aktive digitale Anzeigeeinheiten bezeichnet, und die lediglich das in einer vorangehenden Schaltung gebildete Ergebnis darstellenden Röhren sind als passive Anzeigeeinheiten definiert. Von den ersteren, bei denen der Meßwert durch einen neben den stets sichtbaren Ziffern einer Dekade erscheinenden Lichtfleck kenntlich gemacht wird, werden die Philips-Zählröhre E1T, das schwedische Trochotron und die von verschiedenen Firmen hergestellten Vielkathoden-Glimmlampen beschrieben.

Die passiven digitalen Anzeigeeinheiten geben meist den Meßwert als Zahl an. Hierdurch wird die Anzeige wesentlich übersichtlicher und schneller erfassbar. Die schaltungsmäßig einfachste Art der Darstellung eines digitalen Meßergeb-

Zusammenfassend kann somit gesagt werden, daß sich die Betriebskosten der Kabel in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen bei der 10- und 20-kV-Variante nur wenig unterscheiden. Die Netzstationen verursachen dagegen bei der größeren Spannung höhere Kosten, die beim speisenden Umspannwerk infolge der besseren Ausnutzung der aufwendigen Hochspannungs-Schaltanlagen zumindest ausgeglichen werden können.

Auch in technischer Hinsicht bestehen keine nennenswerten Unterschiede, wie dies Tafel 1 zeigt. Infolge der größeren Leistung der Umspannwerke bei der 20-kV-Variante sind auch im gleichen Maß die Kurzschlußleistungen größer, während der Kurzschlußstrom nur 70 % des Wertes bei 10 kV erreicht. Außerdem sind die Kabellängen bei der größeren Spannung ebenfalls größer und die Leiterquerschnitte dagegen kleiner. Die Spannungsfälle sind somit bei 20 kV nur wenig kleiner als bei 10 kV.

Auch die statistischen Unterlagen der in der öffentlichen Versorgung verwendeten Kabel zeigen, daß die Spannung 20 kV in Stadtgebieten größere Bedeutung gewinnt. Während 1958 die Länge der verlegten 10-kV-Kabel noch um 1503 km zunahm, waren es 1959 nur noch 1063 km. Im zuerst genannten Jahr betrug die Zunahme der 20-kV-Kabel 580 km, während sie im Jahr 1959 um 1444 km anstieg.

In städtischen Versorgungsgebieten ist die Betriebsspannung 20 kV technisch und wirtschaftlich mit 10 kV gleichwertig. Entscheidend für die Umstellung auf eine der beiden Spannungen sind nur die Investierungskosten, die durch die Änderung des Netzaufbaus erforderlich sind, und die daher in jedem Einzelfall sorgfältig ermittelt werden müssen.

nisses durch Glimmlampenanzeige scheidet wegen der unständlichen Ablesung für die praktische Anwendung aus. Man kann auch elektrische Spannungen an entsprechend bewerteten Widerständen addieren und die gesuchte Ziffer an einem Drehspul-Spannungsmesser anzeigen. Bei der Ziffern-Anzeigeröhre umschließt eine gemeinsame Anode zehn hintereinanderliegende Kathoden. Die Anode kann aus einem Drahtgitterkäfig bestehen oder teilweise massiv und teilweise gitterartig ausgebildet sein.

Der Meßwert wird durch eine Glimmentladung an der jeweils eingeschalteten Kathode angezeigt. Die Ziffernebene kann senkrecht oder parallel zur Sockelebene stehen. Weiterhin werden die Projektionsziffern mit beweglicher Ziffernplatte oder fester Ziffernschablone schematisch dargestellt und beschrieben. Ferner werden Flutlichtziffern aus durchsichtigen Kunststoffplatten mit punktförmiger oder linienförmiger Gravierung, Leuchtbalkenziffern und schließlich ein Meßgerät für Großanzeige mit sogenannten Wechselzahlen gezeigt.

Hlk

¹⁾ Nach Sattelberg, K.: Arch. techn. Messen J 077—1 (September 1960) Lfg. 296, S. 187—190; 11 B., 6 Qu.

Eigenschaften und Anwendungen von Flächentransistoren als Schalter

DK 621.382.333

Ein idealer Schalter soll im nichtleitenden Zustand unabhängig von der anliegenden Spannung keinen Strom führen und im leitenden Zustand unabhängig vom fließenden Strom spannungsfrei sein¹⁾. Außerdem soll der Übergang zwischen diesen stationären Zuständen beliebig schnell stattfinden. Die technische Verwirklichung eines derartigen Zweipols ist nur angenähert möglich. Die Bewertung dieser Annäherung hängt in starkem Maß von der besonderen Anwendung ab.

Für viele Zwecke in der Datenverarbeitung und Analogrechentechnik kann der Transistor mit gutem Erfolg als Schalter benutzt werden. Der Verfasser erläutert zunächst das statische und dynamische Verhalten von Flächentransistoren beim Betrieb als Schalter. Ausgehend von den statischen Kennlinien, den analytischen Beziehungen zwischen Strömen und Spannungen an den Sperrschichten und einem vereinfachten Ersatzschaltbild wird gezeigt, daß ein Transistor bei einer Vertauschung von Emitter und Kollektor

(inverser Betrieb) besonders niedrige Restspannungen und Restströme und damit gute Schaltereigenschaften hat. Ein- und Ausschaltzeiten werden durch die Umladung der Basis bestimmt; sie stehen in engem Zusammenhang mit der Grenzfrequenz und dem Basisstrom.

Die Ermittlung des thermischen Gleichgewichts ermöglicht Aussagen über die thermische Stabilität eines Transistorschalters. Die kleinen Restspannungen im inversen Betrieb eröffnen neue schaltungstechnische Möglichkeiten. So kann der Transistor in einem Modulator für kleine Gleichspannungen bei niederohmiger Quelle verwendet werden. In Verbindung mit Transistorverstärkern erhält man so Gleichspannungsverstärker hoher Nullpunktstabilität. Weitere Anwendungsmöglichkeiten sind bei Spannungsschaltern und z. B. in Leistungsverstärkern (10 W bis 1 kW) als Ersatz von Thyatronen und Magnetverstärkern gegeben und werden vom Verfasser ausführlich erläutert. Die vorliegende Abhandlung bildet eine wertvolle Bereicherung der Kenntnisse über die Anwendbarkeit von Transistoren und die sich daraus ergebenden neuen technischen Geräteteile.

GL

¹⁾ Nach Meyer-Brötz, G.: Telefunken-Ztg. Bd. 33 (1960) H. 128, S. 85—98; 23 B., 44 Qu.

RUNDSCHAU

DK 538.113

Grundlagen der paramagnetischen Kernresonanz. Nach Lösche, A.: Kerntechn. u. Isotopentechn. Bd. 2 (1960) S. 345 bis 348 u. S. 391; 13 B., 1 Taf., 7 Qu.

Im Jahre 1924 führte W. Pauli zum Zwecke der Erklärung der Hyperfeinstruktur von Spektrallinien die Vorstellung ein, daß der Kern eines Atoms einen Eigendrehimpuls (Spin) und daher — weil der Kern elektrisch geladen ist — auch ein magnetisches Dipolmoment (Kernmoment) habe. Nachdem es sich gezeigt hatte, daß sich dieser neue Begriff in der Theorie gut bewährt, versuchte man, Kernmomente experimentell zu bestimmen. Hierzu standen zunächst nur optische Methoden zur Verfügung, die allerdings mit einigen Schwierigkeiten verbunden sind und keine genauen Ergebnisse liefern.

Eine Verbesserung brachte das 1933 von O. Stern erdachte Atomstrahlverfahren mit sich, das später von I. Rabi verfeinert wurde. Zu einem entscheidenden Fortschritt auf dem Gebiete der Messung von Kernmomenten kam es erst 1946, als von F. Bloch und (von ihm unabhängig) E. Purcell die von ihnen ersonnene „Resonanzmethode“ angegeben wurde.

Ihr liegt folgender Gedanke zugrunde: Bringt man eine (feste, flüssige oder gasförmige) geeignete Stoffprobe in ein starkes konstantes Magnetfeld, so führen in diesem die Atomkerne wegen ihres Spins und des magnetischen Momentes eine Präzessionsbewegung aus („Kreisel“). Diese kann durch ein äußeres Wechselfeld beeinflusst werden. Stimmt dessen Frequenz mit der Präzessionsfrequenz („Lamor-Frequenz“, Größenordnung einige Megahertz) der Kerne überein, so entsteht ein drittes Wechselfeld mit gleicher Frequenz. Läßt man dieses in einer Spule eine Spannung induzieren, so kann aus ihrem Verlauf in Abhängigkeit von der Frequenz die Resonanz unmittelbar beobachtet und die Lamor-Frequenz gemessen werden. Mit ihrer Kenntnis läßt sich dann das magnetische Moment der Kerne durch eine einfache Rechnung bestimmen.

Die Kernresonanzmethode ist technisch nach verschiedenen Richtungen hin entwickelt worden. Sie hat gegenüber den anderen Verfahren eine Reihe von erheblichen Vorteilen, von denen insbesondere die extreme Genauigkeit hervorzuheben ist, mit der heute Kernmomente bestimmt werden können. Der Fehler ist von der Größenordnung 10^{-2} %.

Pä

DK 621.316.932

Über den Einfluß des Laufschieneffeldes auf die Ausbildung und Bewegung von Lichtbogenfußpunkten. Nach Hesse, D.: Arch. Elektrotechn. Bd. 45 (1960) S. 188–208; 40 B., 19 Qu.

Über den Einfluß des Laufschieneffeldes auf die Wanderungsgeschwindigkeit von Lichtbögen. Nach Hesse, D.: Arch. Elektrotechn. Bd. 46 (1961) S. 149–172, 32 B., 24 Qu.

Es wurde die Wanderungsgeschwindigkeit kurzer freibrennender Lichtbögen bei Strömen zwischen 100 und 1400 A gemessen. Die magnetische Beblasmus fand nur durch das Feld der Laufschieneanordnung statt. Parameter bildeten dabei das Profil und der Werkstoff der Laufschiene. Der Abstand der Laufschiene betrug bei allen Versuchen 7 mm. Es wurden drei verschiedene Arten der Lichtbogenfortbewegung beobachtet, die jeweils durch den Lichtbogenstrom und das Laufschieneprofil bestimmt sind.

Bei der ersten Bewegungsart hat der Lichtbogen bei seinem Lauf im wesentlichen nur den Luftwiderstand zu überwinden. Die an ihm angreifenden Reibungskräfte geben ihm seine vom Zylinder abweichende Form, die photographisch festgehalten wurde. Der Lichtbogen bewegte sich gleichmäßig mit beiden Fußpunkten. Seine Länge ist etwa gleich dem Schienenabstand. Der Bogen hat einen Kathodenfußpunkt und mehrere parallel brennende Anodenfußpunkte, die experimentell mit Hilfe geteilter Laufschiene nachgewiesen werden konnten. Die erste Bewegungsart stellt sich bei Wanderungsgeschwindigkeiten über 50 m/s ein. Die zweite Bewegungsart bildet den Übergang zur dritten Bewegungsart und ist bei Geschwindigkeiten von 25 bis 50 m/s zu finden. Bei der dritten Bewegungsart unterhalb einer Geschwindigkeit von 25 m/s hat der Lichtbogen nur einen Anodenfußpunkt. Der Hauptwiderstand, den jetzt der Lichtbogen bei seinem Lauf zu überwinden hat, ist ein

aus dem Anodenfußpunkt austretender Dampfstrahl, der den Lichtbogen stabilisiert. Während der Kathodenfußpunkt kontinuierlich läuft, bewegt sich der Anodenfußpunkt sprunghaft weiter. Da die Intensität des Anodendampfstrahls mit steigendem Strom anwächst, nimmt die Wanderungsgeschwindigkeit trotz größerer Blaskraft nicht zu. Erst beim Übergang auf die zweite Bewegungsart kann die Geschwindigkeit größer werden.

Im zweiten Aufsatz wird festgestellt, daß die Abhängigkeit der Wanderungsgeschwindigkeit vom Laufschiene-Werkstoff im wesentlichen durch den Oxydationszustand der Kathode bedingt ist. Die Oxydhaut setzt die Beweglichkeit des Fußpunktes ganz erheblich herab. Das tritt deutlich beim Einfahren der Laufschiene in Erscheinung. Dabei wird durch mehrere Lichtbogenläufe die Oxydschicht auf den Laufschiene abgebaut. Die Geschwindigkeit des Lichtbogens kann beim ersten Lauf weniger als die Hälfte des auf eingefahrenen Schiene gemessenen Wertes betragen. An Hand photographischer Aufnahmen werden die verschiedenen Arten von Kathoden- und Anoden-Fußpunktspuren auf mehreren Laufschiene-Werkstoffen diskutiert. Die Messungen ergaben, daß der Lichtbogen am schnellsten auf Silber läuft. Es folgen in der Reihe der Geschwindigkeit Silberkadmium, Stahl, Kupfer und Messing. Aluminium und Kohle erwiesen sich für eine Lichtbogenbewegung sehr ungeeignet, so daß hier die kleinsten Geschwindigkeiten gemessen wurden. Durch Verwendung ungleicher Laufschiene-Werkstoffe konnte festgestellt werden, daß im wesentlichen der Kathodenwerkstoff den Laufschieneeinfluß auf die Wanderungsgeschwindigkeit des Lichtbogens bestimmt. Zum Schluß folgen eine Zusammenstellung und eine Diskussion der von verschiedenen Autoren gefundenen Abhängigkeiten der Wanderungsgeschwindigkeit des Lichtbogens vom Werkstoff der Laufschiene. Ferner werden Untersuchungen auf Rundprofilschiene mit Durchmessern von 0,8 mm bis 10 mm geschildert. Es wäre wünschenswert, daß ähnliche Untersuchungen auch für andere Laufschieneabstände durchgeführt werden.

Sp

DK 621.382.3

Das Alcatron — ein neuer Feldeffekt-Halbleiter. Electron. Rdsch. Bd. 14 (1960) S. 326–327; 4 B., 2 Qu.

Eine französische Firma hat einen Feldtransistor entwickelt, den sie Alcatron nennt. Die Steuerung des Stromes in einem Feldtransistor vollzieht sich ähnlich wie in einer Röhre, indem eine Steuerelektrode — Torelektrode beim Feldtransistor, Gitter bei der Röhre — den Stromfluß zwischen Emittor (Kathode) und Kollektor (Anode) beeinflusst.

Beim Alcatron sind diese Elektroden konzentrisch zueinander angeordnet, so daß folgende Bauweise entsteht: Ein n-leitendes Germaniumplättchen (Dicke 200 µm) hat eine äußere ringförmige Elektrode (3 mm Dmr.), den Emittor, und zentrisch dazu eine Elektrode, den Kollektor. Beide sind ohne Sperrschicht mit dem Germaniumplättchen verbunden. Zwischen diesen beiden Elektroden befindet sich eine ringförmige Rille (2 mm Dmr., Tiefe und Breite 50 µm) in dem Plättchen, die Indium enthält. Auf der Unterseite des Germaniumplättchens ist eine Hilfelektrode ebenfalls aus Indium angebracht, deren Durchmesser (2,5 mm) größer ist als derjenige der Indiumrille auf der anderen Seite des Plättchens. An beiden Indium-Elektroden liegt eine negative Spannung, wodurch dieser pn-Übergang in Sperrrichtung geschaltet ist. Eine Änderung der Sperrspannung schiebt die ladungsträgerarme Sperrzone mehr oder weniger tief in den Engpaß (Dicke 40 µm) zwischen Ring und Hilfelektrode hinein. Hierdurch wird die Leitfähigkeit des Germaniums an dieser Stelle geändert und so der Stromübergang zwischen dem ringförmigen Emittor und dem zentralen Kollektor beeinflusst.

Bei einer Betriebsspannung von 50 V, einer Hilfeelektroden-Spannung von –15 V und einer Spannung an der Torelektrode (Rille) von –6 V beträgt der Kollektorstrom 100 mA und die Steilheit 6 mA/V. Das Alcatron ist noch bei 120 MHz verwendbar. Ein Feldtransistor, der aus einem Germaniumstab mit einer Torelektrode an einer Verengung in der Stabmitte besteht, ist 1958 unter dem Namen „Tecnétron“ in Frankreich bekannt geworden. Seine Steilheit ist geringer als die des Alcatrons.

Bck

VERBANDSNACHRICHTEN

VDE

Verband Deutscher Elektrotechniker

Frankfurt a. M. S 10, Stresemannallee 21

Fernruf: 60 341; Fernschreiber (Telex): 04-12 871;

Telegramm-Kurzanschrift: Elektrobund;

Postscheckkonto: Frankfurt a. M. 388 68.

VDE 0102 „Leitsätze für die Berechnung der Kurzschlußströme in Drehstromanlagen“

Die VDE-Kommission 0102 „Kurzschlußstrom-Berechnung“ hat unter dem Vorsitz von Dipl.-Ing. Groezinger den 2. Entwurf von VDE 0102 Teil 1/...61 ausgearbeitet. Ein Einführungsaufsatz erscheint im gleichen Heft. Es ist beabsichtigt, diese Leitsätze zum 1. März 1962 in Kraft zu setzen.

Der Entwurf kann unter der Bezeichnung VDE 0102 Teil 1/...61 Entwurf 2 vom VDE-Verlag, Berlin-Charlottenburg 2, Bismarckstraße 33, zum Preis von DM 3,— bezogen werden.

Einsprüche gegen den 2. Entwurf können bis zum 1. Dezember 1961 der VDE-Vorschriftenstelle, Frankfurt a. M., Stresemannallee 21, eingereicht werden (doppelte Ausfertigung erbeten).

Der Kommissionsvorsitzende
Groezinger

VDE-Vorschriftenstelle
Weise

VDE-Verlag GmbH

Berlin-Charlottenburg 2, Bismarckstraße 33

Neu erschienen sind

VDE-Schriftenreihe Heft 14

Kurzzeichen und Benennungen isolierter Starkstromleitungen und -kabel
20 S., DIN A 5, kart. DM 2,—

CEE-Publikationen in deutscher Übersetzung

CEE 17: Anforderungen an Steckvorrichtungen für industrielle Zwecke
Format DIN A 5, 84 S., mit 14 B. und 14 Normblättern
Preis kart. DM 8,—

CEE 18: Anforderungen an Fehlerspannungs-Schutzschalter für Hausinstallationen und ähnliche Zwecke
Format DIN A 5, 56 S., mit 13 B. und 2 Normblättern
Preis kart. DM 8,—

VERANSTALTUNGSKALENDER

Berlin: EV Berlin, Berlin-Charlottenburg 2, Bismarckstr. 33.

26. 10. 1961, 18. 15, Technische Universität, Hörsaal 3010, Hauptgebäude: „Einsatz der Siemens-Datenverarbeitungsanlage 2002 zur Fertigungsdisposition“, Dipl.-Ing. M. Wolters, München.

Hamburg: VDE-Bezirk Hamburg, Gerhart-Hauptmann-Platz 48.

9. 11. 1961, 17. 30, Museum für Völkerkunde, großer Vortragssaal, Rothenbaumchaussee 64: „Hochenergiephysik“, Prof. Dr. Stähelin, Hamburg.

Hannover: ETG Hannover, Bischofsholer Damm 70.

7. 11. 1961, 18. 15, Technische Hochschule, Hörsaal 42: „Ausgewählte Werkstofffragen der Starkstromtechnik“, Prof. Dr.-Ing. K. Potthoff, Stuttgart.

Kiel: VDE-Bezirk Schleswig-Holstein, Kiel, Gartenstr. 6-10.

31. 10. 1961, 17. 30, Schleswig-Holsteinische Landesbrandkasse, großer Saal, Gartenstr. 4: „Der heutige Stand der Transistortechnik“, Dr. Ritter, München.

7. 11. 1961, 17. 30, Schleswig-Holsteinische Landesbrandkasse, großer Saal, Gartenstr. 4: „Aufbau und Anwendung ruhender Schaltelemente in der Steuerungstechnik“, Ing. Hribar.

Lüdenscheid: VDE-Bezirk Bergisch Land, Zweigstelle Lüdenscheid, Parkstr. 96.

7. 11. 1961, 20. 00, Gaststätte Erholung, Sauerfelder Str. 17: „Einrichtung und Anlagen in der Galvanotechnik“, Ing. Oprea, Solingen.

Nürnberg: VDE-Bezirksverein Nordbayern, Nürnberg, Keßlerstr. 40.

7. 11. 1961, 19. 30, Ohm-Polytechnikum, Keßlerstr. 40: „Einfluß der Spannungsform auf die elektrische Durchschlagfestigkeit“, Prof. Dr.-Ing. E. Flegler, Aachen.

Siegen: VDE-Bezirk Bergisch Land, Zweigstelle Siegen, Hubertusweg 29.

8. 11. 1961, 18. 00, Staatliche Ingenieurschule für Maschinenwesen, Fischbacherbergstr. 2: „Filmvortrag über die Reise 1960 durch Senegal, Mali, Guinea usw.“, Dipl.-Ing. Handel, Essen.

Solingen: VDE-Bezirk Bergisch Land, Zweigstelle Solingen, Donaust. 51.
31. 10. 1961, 19. 30, CVJM-Heim, Am Birkenweiher 42: „Fehlerortbestimmung an Kabeln“, Dipl.-Ing. H. W. Conrurius.

Wuppertal: VDE-Bezirk Bergisch Land, Wuppertal-Elberfeld, Postfach 643.
7. 11. 1961, 18. 00, Vorwerk & Co, Vortragsraum, Wuppertal-Barmen, Mühlenweg 48: „Technische und wirtschaftliche Fragen der elektrischen Energieübertragung“, Dipl.-Ing. H. Engelhardt, Frankfurt a. M.

Essen: Haus der Technik, Essen, Hollestr. 1.

27. 10. 1961, 9. 15—17. 00, Haus der Technik, Hörsaal A: Tagung „Betriebswirtschaftliche Probleme beim Kernreaktorbau und -betrieb“.

30. 10. 1961, 17. 00, Haus der Technik, Hörsaal B: „Aufbau und Einsatz von Meßwertverarbeitungs-Anlagen“, Dipl.-Ing. H. Schneider, Karlsruhe.

30. 10. 1961, 17. 00—18. 30, Haus der Technik, Hörsaal C: „Induktive und kapazitive Meßeinrichtungen“, Dr.-Ing. H. F. Grave, Heiligenhaus.

7. 11. 1961, 9. 00—17. 00, Haus der Technik, Hörsaal D: „Licht und Farbe am Arbeitsplatz“, Dr. H. Frieling, Marquartstein.

ERLÄUTERUNGEN ZU VDE-BESTIMMUNGEN

Einführung zu VDE 0102, Entwurf 2, Teil 1 „Leitsätze für die Berechnung der Kurzschlußströme in Drehstromanlagen“

Von Walter Groezinger, Essen*)

DK 621.3.014.3 : 621.316.13 VDE

Nachdem zum Entwurf 1 von VDE 0102 — bekanntgegeben in ETZ-A Bd. 81 (1960) S. 408 — eine große Zahl von Einsprüchen eingegangen war, hatte die Kommission in mehreren Sitzungen diese Einsprüche bearbeitet und hielt es für zweckmäßig, vor der Inkraftsetzung dieser Vorschrift einen zweiten Entwurf zu veröffentlichen¹⁾. Aus diesem Entwurf können die Einsprechenden erkennen, wieweit ihre Einsprüche berücksichtigt worden sind. Eine besondere Benachrichtigung der Einsprechenden findet daraufhin nicht mehr statt.

Im Gegensatz zum ersten Entwurf ist dieser Entwurf mit Teil 1 bezeichnet, wobei im Geltungsbereich darauf hingewiesen wurde, daß diese Leitsätze nur für die Berechnung von Kurzschlußströmen in Drehstromanlagen mit Nennspannungen von 1 kV und darüber gelten.

Es ist zunächst vorgesehen, in Teil 2 auf die Berechnung von Kurzschlußströmen in Anlagen mit Nennspannungen unter 1 kV einzugehen. Der im ersten Entwurf veröffentlichte § 9, der sich auf Anlagen mit Nennspannungen unter 1000 V bezieht, ist auf Beschluß der Kommission nicht mehr im Teil 1 veröffentlicht worden, weil man bei den Verhandlungen mit den Einsprechenden zu keiner Einigung gekommen ist, insbesondere wegen des Reduzierungsfaktors c . Es sollen mit den Einsprechenden noch weitere Verhandlungen stattfinden. Diese sollen den Nachweis bringen, daß der Faktor $c = 0,8$, der in diesem Entwurf vorgesehen war, zu niedrig ist und gegebenenfalls auf 0,9 bzw. 1 erhöht werden muß.

Des weiteren sollen dann noch die Gleichstromanlagen und auch die Einphasenwechselstrom-Anlagen behandelt werden.

*) Dipl.-Ing. W. Groezinger ist Vorsitzender der VDE-Kommission 0102.

1) Dieser Entwurf ist in diesem Heft auf S. 733 angekündigt.

Einführung zu VDE 0866/6.61 „Vorschriften für Funksender“

Von Ernst Prokott, Darmstadt*)

DK 621.396.712 VDE

In der technischen Presse ist bereits angekündigt worden, daß Vorschriften für Funksender mit dem 1. Juni 1961 in Kraft getreten sind. Diese betreffen die Errichtung und den Bau von Sendern. Sie werden in Kürze durch Sicherheitsvorschriften für den Betrieb ergänzt werden. In ETZ-A Bd. 82 (1961) H. 11, S. 360, sind diese angekündigt und lagen der Öffentlichkeit zur Stellungnahme vor. Es sollen daher die Gedankengänge der Vorschriften für Funksender hier aufgezeigt werden. Gleichzeitig werden in diesem Heft die Sicherheitsvorschriften für den Betrieb von Funksendern von Obering. Vetter-Diez behandelt.

Die Vorschriften für Funksender (Errichtung und Bau) sind mit dem 1. Juni 1961 bereits in Kraft getreten und betreffen Funksender aller Art, Kleingeräte wie Großanlagen. Sender, die nach dem 1. Juni 1963 in Betrieb genommen werden, müssen den Vorschriften genügen. Für bereits in Betrieb befindliche Sender wurde kein Termin angesetzt, an dem alle Sender den Vorschriften ge-

*) Oberpostlat Dr.-Ing. E. Prokott ist Vorsitzender der VDE-Kommission 0866 „Funksender“.

nügen müssen. Die Kommission war der Ansicht, daß es genügt, diese Sender den Vorschriften anzupassen, wenn ihr bisheriger Zustand einen Mißstand darstellt. Es ist der Sinn der Vorschriften, Leben und Gesundheit zu schützen und Sicherheit gegen Unfall, Brand und Explosion zu bieten.

Sender gibt es heute in den verschiedensten Ausführungen, in sehr unterschiedlichen Größen und für zahlreiche Anwendungsgebiete. Unter „Funksender“ versteht man solche Geräte oder Anlagen, die mit Hilfe Hertzscher Wellen Nachrichten übertragen. Daher gelten die Vorschriften nicht für Anlagen, die nicht für Fernmeldezwecke benutzt werden, z. B. nicht für Hochfrequenzgeneratoren für Erwärmungszwecke in der Industrie, Diathermiegeräte, Geräte, die im allgemeinen als HF-Generatoren bezeichnet werden. Die Vorschriften gelten nur für Geräte und Anlagen, die Nachrichten als gesprochenes Wort, als Musik, Telegraphiezeichen oder andere rhythmische Zeichen, z. B. Kommandos, Merkmale in Fernwirkanlagen usw. mit Hilfe von Hertzschen Wellen ausenden.

Der Vielseitigkeit der Anwendungen entsprechend wurde die Gesamtheit der Funksender in drei Klassen eingeteilt:

1. Funksender, die jedermann zugänglich sind, die also nicht nur von Fachleuten bedient werden,
2. Sender, die von Fachleuten oder unterwiesenen Personen bedient werden,
3. Sender, an die wegen besonderer Bedingungen andere als unter 1. oder 2. gestellte Anforderungen zu stellen sind.

Auf diese Weise wird es möglich, nach der Art der Anwendung die Sicherheitsforderungen zu stellen, die das Gerät zu erfüllen hat. Es sei ausdrücklich bemerkt, daß es nicht die Absicht der Kommission war, drei Klassen oder Grade der Sicherheit zu schaffen. Mit dieser Grundlage und Einteilung schließt sich die deutsche Vorschrift ziemlich eng an die Empfehlungen an, die seitens der IEC in absehbarer Zeit veröffentlicht werden.

Die Vorschrift ist auf gegliedert in die Hauptteile Gültigkeit, Begriffserklärungen, Sicherheitsvorschriften für Errichtung und Bau, dazu kommen noch Sicherheitsvorschriften für den Betrieb, die noch nicht in Kraft getreten sind und die hier nicht besprochen werden. Den Hauptteil der am 1. Juni 1961 bereits in Kraft getretenen Vorschriften bildet der Abschnitt „Sicherheitsvorschriften für Errichtung und Bau“. Die grundsätzlichen Forderungen betreffen die Sicherheit der Personen und der Umgebung. Forderungen, die in ein Pflichtenheft gehören, sind in den Vorschriften nicht enthalten. Auf bereits geltende Bestimmungen wird hingewiesen. Sie bilden die Grundlage dieses besonderen Schriftstückes, das zum ersten Male als VDE-Vorschrift fertiggestellt worden ist.

Außer den grundsätzlichen Forderungen, die auch bezüglich der Beschriftung des Gerätes und der Bedienungsanweisung zu stellen sind, nehmen die Schutzmaßnahmen, die beim Bau eines Senders zu beachten sind, einen etwas breiteren Raum ein. Die Schutzmaßnahmen sind in ihrer Art und nach ihrem Grade im wesentlichen nach der oben angegebenen Senderklasse festgelegt. Schutz gegen Berühren und gegen zufälliges Berühren entsprechen der in Deutschland heute üblichen Ausführung. Die zu erwartenden internationalen Empfehlungen werden wahrscheinlich Richtlinien enthalten, denen die VDE-Vorschrift nicht ganz, jedoch im wesentlichen entspricht. Dies gilt insbesondere für das Verriegelungssystem. Die Hoffnung ist berechtigt, daß auf diesem Gebiete, z. B. wegen der Anwendung mechanischer oder elektrischer Systeme oder z. B. wegen der Frage, ob ein Sicherheitszustand beim Öffnen eines Gehäuses oder vor dem Öffnen bereits gewährleistet sein muß, eine allgemeine Angleichung vorgenommen werden kann.

Weiterhin enthält die Vorschrift Forderungen bezüglich der Art und Anbringung sichtbarer Trennstellen und des Gefahrenschalters. Der Schutz gegen Implosion und Explosion, gegen gefährliche Strahlung und gegen zu hohe Temperaturen und Feuer ist ebenfalls in einzelnen Paragraphen behandelt. Die damit zusammenhängenden Fragen wurden nur dem Stande der Erfahrung entsprechend bearbeitet. Auch die folgenden Paragraphen über Anbringung von Meßinstrumenten, Erdung und Herstellung ungefährlicher Potentiale, äußerer Anschlüsse und Verbindungen sowie über Kriech- und Luftstrecken enthalten die erforderlichen Vorschriften zunächst nur in großen Zügen, sie sind ergänzungsfähig.

Der jetzt vorliegende Teil schließt mit der Behandlung der Senderschutzeinrichtungen.

Die Vorschrift für Funksender VDE 0866 ist in ihrer ersten Fassung absichtlich kurz gehalten worden. Es galt, zunächst das weitläufig verstreute Material zu sammeln, zu ordnen und nach Durcharbeiten den Umfang so zu begrenzen, daß eine klare Übersicht hergestellt wurde.

Dieses ist auch sicherlich gelungen, und die vorliegende Ausarbeitung mag in Zukunft nach zwei Richtungen hin erweitert werden: Noch engerer Anschluß an die dann vorliegenden inter-

nationalen Empfehlungen und weitere Ergänzung auf Grund von Erfahrungen.

An der Bearbeitung der Vorschrift VDE 0866 haben eine Reihe von bekannten Fachleuten aus der Industrie und Wirtschaft, den verschiedenen Verwaltungen und öffentlichen Instituten mitgearbeitet. Alle Beteiligten haben mit großem Interesse und in intensiver Arbeit das Ziel verfolgt, eine Vorschrift zu schaffen, die leicht zu benutzen ist und unter Berücksichtigung der oben genannten grundlegenden Vorschriften ein besonderes Werk für das heute recht weit ausgedehnte Gebiet der Funksendertechnik darstellt.

Einführung zum Entwurf VDE 0866a/... 61 „Sicherheitsvorschriften für den Betrieb von Funksendern“

Von Leo Vetter-Diez, Berlin*)

DK 621.396.712 VDE

In ETZ-A Bd. 82 (1961) H. 18, S. 385, ist auf den Entwurf a einer Ergänzung zu VDE 0866/6. 61 „Vorschriften für Funksender“ hingewiesen worden. Diese Ergänzung behandelt Sicherheitsvorschriften für den Betrieb von Funksendern und stellt den Teil IV der bereits am 1. Juni 1961 in Kraft getretenen Vorschrift VDE 0866 dar.

Bei der Ausarbeitung dieser Ergänzung hat die VDE-Kommission „Funksender“ versucht, die stark unterschiedlichen Betriebsweisen der einzelnen Funksender und die durch die Technik selbst gegebenen besonderen Verhältnisse zu berücksichtigen und trotzdem einen möglichst lückenlosen Schutz des Bedienungs-personals bei Einhaltung der Vorschriften zu erreichen. Grundsätzlich gelten auch für den Betrieb von Funksendern die neuen Bestimmungen von VDE 0105. Nur die durch die Eigenart des Funksenderbetriebes notwendigen Änderungen oder Erweiterungen sind in dem Teil IV von VDE 0866 niedergelegt.

Bei größeren Anlagen und Anlagen mit mehreren Sendern sind die in § 7 b geforderte „Bedienungsanweisung“ und die in § 20 a geforderte „Betriebsanweisung“ in der Regel zwei verschiedene Druckschriften. Die „Bedienungsanweisung“, die im allgemeinen vom Hersteller des Funksenders geliefert wird, kann nur die gefahrlose Bedienung des Senders selbst beschreiben und wird für jeden Sender der betreffenden Type gleichlautend sein. Die „Betriebsanweisung“ dagegen muß alle durch die örtlichen Verhältnisse, unter anderem auch die durch mögliche hochfrequente Einstrahlung gegebenen Gefahrenstellen berücksichtigen und kann somit für jede Betriebsstelle mit Funksendern verschieden sein.

Am Schluß der Ergänzung wird auch noch darauf hingewiesen, daß Hilfsmittel und Schutzeinrichtungen für Arbeiten unter Spannung, die für elektrische Anlagen normaler technischer Frequenzen üblicherweise verwendet werden, keineswegs ohne weiteres auch für Anlagen mit Funksendern geeignet sind. Hier muß der betreffende verantwortliche Fachmann die Art der Hilfsmittel und Schutzeinrichtungen jeweils nach den vorliegenden örtlichen Verhältnissen und nach den besonderen Eigenschaften der vorkommenden Frequenzen wählen.

Auf Grund von Erfahrungen, insbesondere mit den immer weiter steigenden Sender- und Strahlungsleistungen, werden sicherlich später noch Änderungen und Erweiterungen der Vorschriften notwendig sein. Es bleibt jedoch zu hoffen, daß schon die jetzt vorliegenden, in dankenswerter intensiver Mitarbeit aller Beteiligten erarbeiteten Vorschriften dazu beitragen, die Unfälle bei Funksendern trotz wachsender Zahl der Betriebsstellen und ihrer Vergrößerungen auf dem derzeitigen niedrigen Stand zu halten oder sie sogar noch zu vermindern.

*) Dipl.-Ing. L. Vetter-Diez ist Mitglied der VDE-Kommission 0866 „Funksender“.

BEKANNTMACHUNG

Verein Deutscher Ingenieure

Conrad-Matschoß-Preis Ausschreiben 1962 für technikgeschichtliche Arbeiten

Der um die Geschichte der Technik hochverdiente langjährige Direktor des Vereins Deutscher Ingenieure, Professor Dr.-Ing. E. h. Dr. phil. h. c. Conrad Matschoß, hat immer wieder auf ihren besonderen Wert für die Ingenieurbildung hingewiesen. In diesem Zusammenhang hat er vorgeschlagen, sowohl technikgeschichtliche Arbeiten wissenschaftlichen Charakters zu fördern, als auch die

für die technikgeschichtliche Forschung vielfach wichtigen Erinnerungen älterer Ingenieure nutzbar zu machen, sofern sie über das rein persönliche Erlebnis hinaus von weitreichender technikgeschichtlicher Bedeutung sind.

Als Anregung zu solchen Arbeiten veranstaltet der Verein Deutscher Ingenieure seit 1953 alle zwei Jahre das Conrad-Matthoes-Preiswettbewerb. Hierfür stehen 3000 DM zur Verfügung, die ganz oder geteilt vergeben werden können.

Jeder Bewerber kann sich nur mit einer Arbeit in deutscher Sprache beteiligen, die noch unveröffentlicht ist und bis einen Monat nach der Entscheidung des Preisgerichtes nicht veröffentlicht werden darf. Die mit einem Kennwort versehene Arbeit muß in zweifacher Ausfertigung in einem Umschlag verschlossen eingereicht werden. Letzter Einsendetermin: 1. Juli 1962. Nähere Auskunft erteilt der Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf 10, Postfach 10 250.

PERSÖNLICHES

L. Büser. — Am 27. August 1961 vollendete Dipl.-Ing. Ludwig Büser, Mitinhaber und Geschäftsführer der Hugo Miebach GmbH in Dortmund und der Firma Portlandzementwerk Wittekind-Hugo Miebach Söhne in Erwitte (Westf.), sein 65. Lebensjahr. An der Rationalisierung der Fertigungsmethoden und am Ausbau des Fertigungsprogramms des Dortmunder Werkes ist er maßgebend beteiligt. Büser ist auch Mitglied des Vorstandes des Arbeitgeberverbandes der Eisen-, Metall- und Elektroindustrie für Dortmund und Umgebung.

Paul Hanshans. — Direktor Dipl.-Ing. P. Hanshans, Vorstandsmitglied der Energieversorgung Ostbayern AG in Regensburg, beging am 1. August 1961 sein 40-jähriges Dienstjubiläum.

Am 15. März 1898 wurde er in Münsterstadt/Unterfranken geboren. Nach dem 1. Weltkrieg, aus dem er als Offizier heimkehrte, begann er an der TH München Elektrotechnik zu studieren. Am 1. August 1921 trat er als junger Ingenieur in die Dienste des damaligen Kreisüberlandwerks Oberpfalz in Regensburg. Der Ausbau der Stromversorgung des dortigen Gebietes war seine Aufgabe. Nach dem Zusammenschluß dieses Werkes mit einem anderen zur Energieversorgung Ostbayern AG wandte er sich mit der gleichen Aufgabe auch dem südostbayerischen Raume zu. Die Ernennung zum Prokuristen am 1. Juli 1944 war die Anerkennung für seine erfolgreiche Arbeit. Nach dem Tode von Direktor Dr.-Ing. B. Jansen am 15. November 1958 wurde er in den Vorstand des Unternehmens berufen.

M. Kersten. — Als Nachfolger für Prof. Dr.-Ing. E. h. Dr. rer. techn. Richard Vieweg, der kürzlich in den Ruhestand getreten ist, hat der Bundesminister für Wirtschaft mit Wirkung ab 1. Oktober 1961 Prof. Dr.-Ing. Martin Kersten zum Präsidenten der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt in Braunschweig und Berlin ernannt.

Nach einer industriellen Tätigkeit von 1930 bis 1945, zunächst als Physiker im Zentrallaboratorium, später als Leiter der Entwicklungsabteilung für magnetische Werkstoffe der Siemens & Halske AG, wirkte Kersten von 1946 bis 1950 als ordentlicher Professor der Experimentalphysik zuerst an der TH Dresden und dann an der Universität Jena. Von 1951 bis 1955 leitete er das Laboratorium der Vakuumschmelze AG in Hanau. Seit 1955 hatte er als ordentlicher Professor den Lehrstuhl für Werkstoffe der Elektrotechnik an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen inne.

Fr. Otten. — Oberingenieur Friedrich Otten beging am 15. August 1961 sein 40-jähriges Jubiläum im Hause Siemens.

Nach Beendigung des Studiums trat er 1921 in das Forschungslaboratorium des Kabelwerkes der Siemens-Schuckertwerke in Berlin-Gartenfeld ein. Dort widmete er sich zunächst der Prüfung des Verhaltens verschiedener Isolierstoffe bei Hochfrequenz und der möglichen Anwendung der gewonnenen Ergebnisse auf Fernmeldekabel. Sehr bald jedoch wurde er auch mit Entwicklungsaufgaben der Starkstrom-Kabeltechnik beschäftigt, und dieses Arbeitsgebiet blieb für sein ferneres Berufsleben bestimmend.

Die technische und wirtschaftliche Lage machten es 1932 notwendig, dem Vertrieb ein technisches Büro anzugliedern, mit dessen Leitung Otten betraut wurde. Nachdem er 1935 zum Oberingenieur ernannt war, wurde ihm 1938 die Handlungsvollmacht übertragen.

Seit 1950 ist der Jubilar im Stammhaus der Siemens-Schuckertwerke in Erlangen tätig, wo ihm die Leitung des Büros „Starkstromkabel und Garnituren“ anvertraut ist.

Seine Verbandstätigkeit übt Otten seit 1948 wieder aus. Seit dieser Zeit wirkt er im VDE-Arbeitsausschuß „Starkstromkabel“ maßgeblich mit an der Schaffung zeitgemäßer Vorschriften für Starkstromkabel, ganz besonders aber für Kunststoffkabel. Auch dem Garniturengelbiet hat er seine Aufmerksamkeit gewidmet und die Normung im FNE-Arbeitskreis „Starkstromkabel-Garnituren“, in dem er seit 1948 den Vorsitz führt, vorangetrieben. Neben gleichlaufenden Arbeiten im Rahmen der Fachabteilung „Kabel und isolierte Drähte“ des ZVEI stellte Otten seine großen Erfahrungen auch dem deutschen Schiffbau bei der Entwicklung moderner Schiffskabel zur Verfügung.

R. Rüdenberg. — Am 18. Oktober 1961 wurde Professor Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Reinhold Rüdenberg, Belmont, Mass., die Elliot-Cresson-Medaille des Franklin Institutes in Philadelphia, Pa., verliehen. Mit dieser im Jahre 1848 durch einen Bürger der Stadt Philadelphia mit Namen Elliot Cresson geschaffenen Medaille werden alljährlich eine oder mehrere Persönlichkeiten ausgezeichnet, die durch Erfindungen oder Forschungen wesentlich zum Wissen der Menschheit beigetragen haben. Die Ehrenurkunde für Professor Rüdenberg hat folgenden Wortlaut: "For his many contributions to the electric power industry for over fifty years as an engineer, inventor, author and teacher, and particularly for his scholarly textbook on Transient Performance of Electric Power Systems, by which present and future engineers may attain a better understanding of the problems of their profession." Die großen Verdienste des Jubilars sind in dem ihm zum 75. Geburtstag am 4. Februar 1958 gewidmeten Sonderheft der ETZ-A Bd. 79, H. 4, S. 97—100 ausführlich gewürdigt worden.

BÜCHER

DK 621.391 : 621.52

Einführung in die Theorie der Abtastsysteme. Von J. Tschauner. Mit 185 S., zahlr. B., Format 15 cm × 23,5 cm. Verlag R. Oldenbourg, München 1960. Preis brosch. 32,— DM.

Im Gegensatz zu anderen Ländern, in denen in den letzten Jahren die Theorie der diskontinuierlich arbeitenden Regelsysteme sehr weit ausgebaut wurde, sind in Deutschland nur einzelne Veröffentlichungen auf diesem Gebiet erschienen. Um so erfreulicher ist es, daß der Oldenbourg-Verlag ein Buch mit der Einführung in die Theorie der Abtastsysteme aufgelegt hat.

Der Stoff ist in drei Abschnitte eingeteilt. Der erste Abschnitt behandelt die offenen, der zweite die geschlossenen Abtastsysteme und der dritte die mathematischen Hilfsmittel. Die Betrachtung bezieht sich ausschließlich auf Abtastsysteme mit linearen Übertragungsgliedern.

Die Definitionen der amplituden-, breiten- und zeitmodulierten Abtastfunktionen sind an den Anfang gestellt. Mit Ausnahme eines einfachen Beispiels für ein System mit breitenmodulierter Eingangsgröße finden nur solche mit amplitudenmodulierten Abtastfunktionen Beachtung, wobei allerdings die Abtastfunktion einen beliebigen Verlauf haben kann, was die eingeführte Zuordnung

$$x_n g(\varepsilon), \quad \begin{matrix} n = 0, 1, 2, \dots \\ 0 \leq \varepsilon \leq 1 \end{matrix}$$

ausdrückt. Dabei charakterisiert x_n das diskrete Signal und $g(\varepsilon)$ den Verlauf der Abtastfunktion während einer Periode. Da die Abtastfunktion in jedem Intervall prinzipiell den gleichen Verlauf aufweist, kann man bei Einwirkung auf ein lineares System eine beliebige Periode herausgreifen. Der Ausgangsverlauf läßt sich dann z. B. im Zeitraum von nT bis $(n+1)T$ mit der Eingangsgröße $x_n g(\varepsilon)$ berechnen. Hierzu wird die Laplace-Transformation verwendet. Das Ergebnis führt, da die Anfangsbedingungen vom Verhalten der Lösungen vor diesem Zeitpunkt abhängen, auf Differenzengleichungen. Die Betrachtung schließt auch Systeme ein, die auf eine sprunghafte Eingangsgröße ebenfalls sprunghaft antworten. Die Lösung dieser linearen Differenzengleichungen geschieht im ersten und zweiten Abschnitt auf rekurrentem Wege. Bei harmonischer Einwirkung führt sie im eingeschwungenen Zustand auf die Frequenzcharakteristik, die ausführlich erläutert wird. Bei den offenen Abtastsystemen sind auch solche mit veränderlicher Abtastperiode und veränderlicher Abtastfunktion behandelt.

Die Stabilitätsuntersuchung für Regelkreise geschieht hauptsächlich nach dem Koeffizientenkriterium. Bei Einwirkungen von δ -Funktionen ist nicht, wie angegeben, die unendliche Amplitude sondern der Flächeninhalt von $\delta(t)$ der Amplitude des diskreten Signales proportional. Denn die „Pseudofunktion“ $\delta(t)$ hat nur im Zusammenhang mit einem Integral $\int_{-\infty}^{+\infty} \delta(t) dt$ einen endlichen Wert. Es werden noch Systeme mit Gedächtnis behandelt. Dabei wird leider nicht auf den Einsatz von Digitalrechnern bzw. diskreten Filtern in Regelkreisen eingegangen. Diese Anwendung

stellt jedoch einen wichtigen Zweig der diskontinuierlich arbeitenden Systeme dar.

Der dritte Abschnitt ist den mathematischen Methoden zur Lösung von Differenzengleichungen zugedacht. Es werden zwei Transformationen behandelt. Die Funktional-Transformation:

$$\vartheta \{u_{n+\varepsilon}\} = \sum_{n=0}^{\infty} u_{n+\varepsilon} (1+\zeta)^{-n} = U(\zeta, \varepsilon)$$

bildet die lineare Differenzengleichung mit konstanten Koeffizienten auf eine lineare algebraische Gleichung ab. Sie wird als Zeta-Transformation bezeichnet. Die zweite Beziehung

$$\mathfrak{T} \{u_{n+\varepsilon}\} = \sum_{n=0}^{\infty} u_{n+\varepsilon} t^n = U^*(t, \varepsilon)$$

wird Taylor-Transformation genannt. Bei ihr führt die Rekursionsgleichung mit konstanten Koeffizienten auf eine Differentialgleichung derselben Ordnung. Als Anwendung werden die Regelgüte und die Optimierung bei Störungen von Abtastregelkreisen berechnet.

Da die meisten Veröffentlichungen über Abtastsysteme auf der sogenannten z-Transformation, die sich über die Laplace-Transformation ableiten läßt oder auf der sogenannten diskreten Laplace-Transformation, die als Funktional-Transformation eine Dirichletsche-Reihe verwendet, aufbauen, vermißt man einen Hinweis auf den Zusammenhang mit den hier verwendeten Transformationen.

Die Darstellung des Stoffes setzt Kenntnisse der linearen Regelungstechnik sowie der Laplace-Transformation voraus. Der interessierte Leser wird eine Menge von Anregungen finden.

M. Thoma

DK 699.887.2

Åskledare för mindre byggnader. Blitzableiter für kleinere Gebäude. Ratschläge und Richtlinien. Von D. Müller-Hillebrand. Mit 24 S., 21 B., Format 17,2 cm × 24,5 cm. Hrsg. Institut för högsäpningssforskning Uppsala, åskledarekontrollanstalten. A. B. Lundequistska Bokhandeln, Uppsala 1960.

Aus praktischen und statistischen Beobachtungen, aus wissenschaftlichen Meßergebnissen und theoretischen Berechnungen entwickelt der Leiter der an der Universität Uppsala bestehenden Blitzforschungsanstalt Vorschläge für eine wesentliche Vereinfachung von Blitzschutzanlagen. Es ist interessant, daß die Forschungsanstalt aus Stiftungen der John und Svea Andersson (1931) und des Axel Johnson (1952) errichtet wurde. Die Vorschläge betreffen nur kleinere Gebäude auf dem Lande und im Gebirge unter Berücksichtigung der Sonderverhältnisse in Schweden. Das kleine Handbuch* (24 Seiten) enthält alle Ratschläge und Richtlinien, die der Gebäudeeigentümer beim Selbstbau solcher vereinfachter Blitzschutzanlagen zu beachten hat. Die Hauptbaustoffe und -bauteile sind: Kupferleitungen von 10 mm² für Dach- und Ableitungen, von 16 mm² für Erdleitungen, kupferne Nägel und Kupferblech-Nagelklemmen, drei Sorten Anschlußklemmen (evtl. Bleiband-Zwischenlager). Grundlage für den Blitzschutz ist der Faraday'sche Käfig mit 6 bis 8 m Maschenweite.

Allein den Schutz der elektrischen Installation, die Hauptfehlerquelle aller Blitzschutzanlagen, muß der Eigentümer dem Elektrofachmann überlassen; auch der Elektromonteur erhält hier genaue Anweisungen (S. 14–17). Nach Berechnungen des Verfassers können Blitzstromstärken bis etwa 80 000 A über einen solchen selbstgebauten Blitzschutz sicher abgeleitet werden, das wäre eine 95prozentige Sicherheit. Bei den geringen Materialkosten wird im Selbstbau (ohne Lohnkosten) ein Blitzschutz für etwa 80 bis 300 skr möglich und damit der Blitzschutz für fast alle Gebäude wirtschaftlich tragbar. Der Blitzforscher Müller-Hillebrand wird uns sicherlich in einigen Jahren über Erfolg und Ergebnisse berichten können.

C. D. Beenken

* Die Handschrift einer vom Verfasser autorisierten Übersetzung kann bei der Geschäftsstelle des Ausschusses für Blitzableiterbau e. V. (ABB) in Darmstadt (früher in Kiel) eingesehen werden.

DK 621.316.12.027.3=20

High voltage direct current power transmission. Von C. Adamson und N. G. Hingorani. Mit 300 S., zahlr. B. und Taf., Format 19 cm × 25,5 cm. Garraway Ltd., London 1960. Preis Ganzln. 84,— sh.

Ein Buch über die Energieübertragung mit Gleichstrom hoher Spannung kann heute sicher sein, einem allgemeinen Interesse zu

begegnen. Die schwedische, die russische und die Kanalübertragung, die vor ihrer Inbetriebsetzung steht, haben eine weltweite Diskussion wieder in Gang gebracht, die es vor 15 bis 20 Jahren schon einmal gab. Aus England stammt das jüngste Buch über dieses Thema.

Die Verfasser, vom Institut für Hochspannungs-Gleichstromübertragung am Manchester College of Science and Technology, durch eigene Forschungen und umfassende Kenntnis der zahlreichen einschlägigen Veröffentlichungen legitimiert, bieten einen sehr vollständigen Überblick über die Probleme des Themas. Uno Lamm, ASEA, schrieb das Vorwort, R. Tellier, EdF, einen Abschnitt über Gleichstromkabel. Die Verfasser teilen das Thema in eine große Anzahl Untertitel ein, die untereinander relativ unabhängig sind. Generelle wirtschaftliche und technische Überlegungen zu der Verwendung von Gleichstrom sind vorangestellt. Anschließend werden die Stromrichter und ihr Verhalten ausführlich besprochen. Es folgen Gleichstromleitungen, Gleichspannungs-Isolationsprobleme und Gefäßkonstruktionen.

Die einzelnen Themen sind in geschlossenen Abschnitten zusammengefaßt, in die der Leser unmittelbar einsteigen kann. Diese Art gibt dem Buch etwas von einem Nachschlagewerk. Die Darstellung wird ergänzt durch zahlreiche Schrifttumsangaben. Im einzelnen ist die präzise Darlegung der Probleme durch gute, großzügig angelegte Diagramme und Skizzen ergänzt.

Die Autoren zeigen großes Geschick, allen Abschwefelungen, die bei solch einem Querschnitt ja so nahe liegen, aus dem Wege zu gehen. Daher eignet sich das Buch für Fachleute, die einen Überblick über bestimmte Teilprobleme gewinnen wollen, ebenso wie für Studierende, denen die Hochspannungs-Gleichstromübertragung fremd ist.

Die Technik der Hochspannungs-Gleichstromübertragung wird sich voraussichtlich von Anlage zu Anlage ändern und fortentwickeln. Sie bleibt daher nicht lange auf einem bestimmten Stand. Die Verfasser haben diesen Stand für 1960 festgehalten.

L. Lebrecht

BUCHINGÄNGE

(Ausführliche Besprechung vorbehalten)

Kurzzeichen und Benennungen isolierter Starkstromleitungen und -kabel. Nach dem Stand vom 1. August 1961. Bearb. im Auftrage des Verbandes Deutscher Elektrotechniker (VDE) e. V. von J. Saß. Mit 20 S., Format 15 cm × 21 cm. VDE-Verlag GmbH, Berlin-Charlottenburg 1961. Preis kart. 2,— DM.

Introductory system analysis. Signals and systems in electrical engineering. Von W. A. Lynch und J. G. Truxal. Mit 468 S., zahlr. B. und Taf., Format 15,5 cm × 23,7 cm. McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, Toronto, London 1961. Preis Ganzln. 58,— sh.

British miniature electronic components and assemblies data annual 1961—62. Von G. W. A. Dummer und J. Mackenzie Robertson. Mit 504 S., zahlr. B. und Taf., Format 21,5 cm × 29 cm. Pergamon Press Ltd., Oxford, London, New York, Paris 1961. Preis Ganzln. 80,— sh.

Introduction to the dynamics of automatic regulating of electrical. Von M. V. Meerov. Mit 432 S., 270 B., Format 16 cm × 25,5 cm. Butterworth & Co. (Publishers) Ltd., London 1961. Preis Ganzln. 10,— sh.

Traité pratique de technique du vide. Mit 366 S., zahlr. B. und Taf., Format 16 cm × 25 cm. Hrsg. M. Morand. Eyrolles Editeur, Paris 1961. Preis kart. 35,— NF.

DISSERTATIONEN

Instrumentelle Verfahren zur Harmonischen Analyse der Bewegungsfunktionen periodischer Getriebe. Von E. Lenk, TH Aachen 1960.

Übertragungsfaktoren mit Tschebyscheffscher Approximation konstanter Gruppenlaufzeit. Von Th.-A. Abele, TH Aachen 1960.

Elektrolytische Darstellung von Metalläthylen (nebst einigen Folgereaktionen). Von W. Grimme, TH Aachen 1960.

Folgende Aufsätze erschienen in der ETZ-B vom 16. Oktober 1961
Heft 21

A. Wichmann: Bewertung und Betriebsprüfung von Ständerwicklungs-Isolierungen.

W. Zeh: Relais-Tester zum Überprüfen der Ansprechspannung von Spannungswächtern in automatischen Ladegeräten.

W. Preußler: „Durchflutungsgesteuerte“ Transduktoren in Selbstsättigungsschaltung.

Abschluß des Heftes: 11. Oktober 1961

Schluß des Textteiles

Schriftleitung: Frankfurt a. M. S 10, Stresemannallee 21; Fernruf 60 341, Fernschreiber (Telex) 04–12 871.

Hauptschriftleiter: Dr.-Ing. P. Jacottet (für den redaktionellen Teil verantwortlich).

Schriftleiter: Dipl.-Ing. F. Meske und Dipl.-Ing. K. Rangs.

Zuschriften für die Schriftleitung nicht an eine persönliche Anschrift, sondern nur an: Schriftleitung der ETZ, Frankfurt a. M. S 10, Stresemannallee 21.

Verlag und Anzeigenverwaltung: VDE-Verlag GmbH, Berlin-Charlottenburg 2, Bismarckstraße 33, Fernruf 34 01 41, Fernschreiber (Telex) 01–84 083.

Anzeigenleitung: Kurt Totzauer.

Bezugspreis (halbjährlich zuzügl. Zustellgebühr) 24,— DM.

für VDE-Mitglieder - nur durch den VDE-Verlag - 16,— DM;

Ausgabe A und B zusammen 34,— DM;

für VDE-Mitglieder - nur durch den VDE-Verlag - 24,— DM.

Einzelpreis dieses Heftes 2,— DM.

Druck: Deutsche Zentraldruckerei AG, Berlin SW 61, Dessauer Straße 6/7